

## CAPÍTULO II

### MECANISMOS QUE PROVOCAN EL DAÑO A LA FORMACIÓN

#### II.1. CAUSAS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Debido a la importancia de la producción así como el cuidado del yacimiento, el daño debe ser minimizado en operaciones que lo generan; la siguiente es una lista de actividades en pozos que involucran daño: <sup>5</sup>

1.- Daño durante la perforación de zonas de aceite o gas en pozos de desarrollo o exploratorios.

- a. Los sólidos del lodo de perforación pueden bloquear los poros, vugulos y fracturas naturales o creadas.
- b. Invasión del filtrado del lodo de perforación hacia las zonas de aceite o gas que pueden cambiar la mojabilidad de la roca hacia aceite o crear bloques de emulsión. El filtrado también puede provocar hinchamiento, dispersión, encogimiento o migración de las arcillas u otros finos y bloquear la formación.
- c. Poros o fracturas cercanas al fondo del pozo pueden ser selladas por la acción giratoria de la barrena, lastra barrenas y tubería de perforación.

2.- Daño por cementación e introducción de tubería de revestimiento (TR).

- a. Cemento o sólidos del lodo de perforación pueden bloquear poros, vugulos y fracturas naturales o inducidas.
- b. Los químicos usados previamente para mejorar el flujo de cemento pueden causar inestabilidad en arcillas de la formación productora.
- c. La invasión del filtrado de una lechada de cemento que pierde alta cantidad de agua pueden traer cambios a la formación productora.

3.- Daño durante la terminación.

- a. Daño durante los disparos
  1. Los disparos pueden crear taponamiento con residuos de pólvora, así como también sólidos de los fluidos de terminación.
  2. La formación alrededor de los disparos es destruida y compactada. Si se llega alcanzar una zona de cero permeabilidad se bloqueara el túnel creado por los disparos debido a los sólidos generados por la explosión.
- b. Daño mientras se baja tubería y empacador.
  1. Si existe perdidas de fluido mientras se baja la tubería, los sólidos pueden obstruir y fracturar el sistema cercano al fondo del pozo.
  2. Momentos posteriores a los disparos se puede presentar obstrucción por sólidos si estos son forzados hacia la formación por un diferencial de presión hidrostático.
- c. Daño durante el inicio de la producción.

1. El daño puede ser causado por circulación de fluidos incompatibles, por pérdida de fluido y presencia de arcillas u otros finos en la zona disparada, poros, vugulos y fracturas.
2. Los fluidos de terminación con contenido de asfaltenos pueden causar daño cambiando la mojabilidad de la roca hacia el aceite y por taponamiento de la zona perforada y la formación en general.
3. Limpiar el pozo a altos gastos puede resultar en taponamientos severos dentro de la formación por partículas las cuales, por una razón u otra, son libres de moverse.

#### 4. Daño durante la estimulación de pozos

- a. Las zonas disparadas, los poros de la formación y las fracturas pueden ser obstruidas por sólidos mientras se efectúa la operación de matar al pozo o mientras se circula con lodo y/o aceite agua. Incluso fluidos filtrados pueden provocar taponamientos debido a sólidos erosionados de la tubería, el agujero abierto o de la TR.
- b. El filtrado de los fluidos circulantes puede causar daño.
- c. El fracturamiento con ácido puede encoger el enjarre entre la arena y el cemento o también afectar con canales en el espacio anular permitiendo comunicación vertical de fluidos indeseados.
- d. En tratamientos con ácidos en arenas pueden generar precipitados insolubles en la formación. Los diseños de tratamientos propiamente hechos minimizan este hecho.
- e. En fracturamientos hidráulicos.
  1. La operación de fracturamiento puede obstruir la formación mediante los fluidos fracturantes, sólidos o finos de la arena fracturada.
  2. El uso inadecuado de aditivos que disminuyen la viscosidad pueden causar un bloqueo.
  3. Las pérdidas de fluidos o agentes dispersantes pueden causar taponamiento en la zona perforada, poros de la formación o en las fracturas.
- f. Fracturamiento con ácidos en carbonatos.
  1. Se presenta daño cuando existen errores al usar fluidos que pueden causar obstrucción de los canales de flujo de las fracturas y de la matriz de la formación adyacente.
  2. Las parafinas, asfaltenos, finos, sílice u otros sólidos en la tubería o en el fondo del pozo pueden originar obstrucciones en la zona disparada, en la formación en general o en las fracturas.

#### 5. Daño causado por remoción de parafinas o asfaltenos en las tubería de producción y revestimiento o en el fondo del pozo.

- a. En operaciones de limpieza para remover parafinas o asfaltenos con aceite o agua calientes, la formación y la zona perforada, se obturaran a menos que el asfalto o parafina derretidos sean removidos, bombeados o circulados con fluidos del pozo antes de que la cera enfrié.
- b. En operaciones de remoción de parafinas y asfaltenos de la tubería, las partículas removidas son circuladas por la tubería hacia el espacio anular,

una porción del material removido podría introducirse dentro de la zona perforada, poros, vugulos y fracturas adyacentes al pozo

6. Daño durante servicio a pozos o reparaciones

- a. Esencialmente los mismos tipos de daños asociados con la terminación inicial pueden ocurrir durante el servicio a pozos o reparaciones.
- b. La zona perforada, poros de la formación, vugulos o fracturas pueden verse obstruidas con sólidos en operación de matar el pozo o en circulación.
- c. La Invasión de filtrado por agua o aceite incompatibles u otros químicos pueden causar bloques de agua, bloques de emulsión, cambio de la mojabilidad de la formación hacia al aceite, o perturbaciones en formaciones arcillosas.
- d. Cuando un pozo ha sido previamente fracturado y apuntalado, cualquier sólido que entre a la fractura buscara formar un puente entre los granos de arena y otros apuntalantes, y causara reducción permanente de la capacidad de flujo de la fractura. De modo similar en fracturamientos con ácidos en rocas carbonatadas también se puede tener obturamiento por la introducción de arcillas, barita, u otros detritos.

7. Daño durante la fase de producción.

- a. Los inhibidores de corrosión, inhibidores de parafinas y otros aditivos usualmente causan reducciones en la permeabilidad, cuando tienen contacto con la zona productiva o de inyección.
- b. Los asfáltenos pueden depositarse alrededor del fondo del pozo por la producción de aceites con viscosidades altas. La depositación de asfáltenos causara que la mojabilidad de la roca cambie hacia el aceite y como resultado, se crearan emulsiones alrededor del pozo.
- c. Los pozos en yacimientos de baja presión o con grandes caídas de presión son más susceptibles al taponamiento por parafinas y asfáltenos.
- d. Los empacamientos de grava pueden verse obturados por sílice, arcilla, sólidos de lodo u otros detritos.
- e. Las formaciones bien consolidadas de arenas pueden encontrar con taponamientos por sílice y sólidos del lodo u otros detritos. Cabe recordar que el material consolidante reduce la permeabilidad de manera importante.

8. Daño durante la inyección de agua.

- a. Los surfactantes mojadores de aceite en agua pueden cambiar la mojabilidad de la roca hacia el aceite en zonas adyacentes al pozo. Bajo estas condiciones las emulsiones pueden presentarse.
- b. La tubería de producción, revestimiento, zona de disparos, empacamientos de grava, la formación en general y las fracturas pueden verse obstruidas con lodo, sílice, arcilla, parafinas, asfáltenos, emulsiones, oxido, inhibidores de corrosión o bactericidas.

9. Daño durante la inyección de gas.

- El fondo del pozo, la zona disparada, las fracturas, vugulos y poros pueden ser obturadas por sólidos removidos debido a la inyección de gas por líneas y tuberías.
- La inyección de inhibidores de corrosión en zonas de gas usualmente reduce la inyectividad del pozo o su productividad.

La (Figura 2.00) muestra una forma de organizar los mecanismos del daño a la formación, de la cual sobresalen algunas de las actividades antes mencionadas.

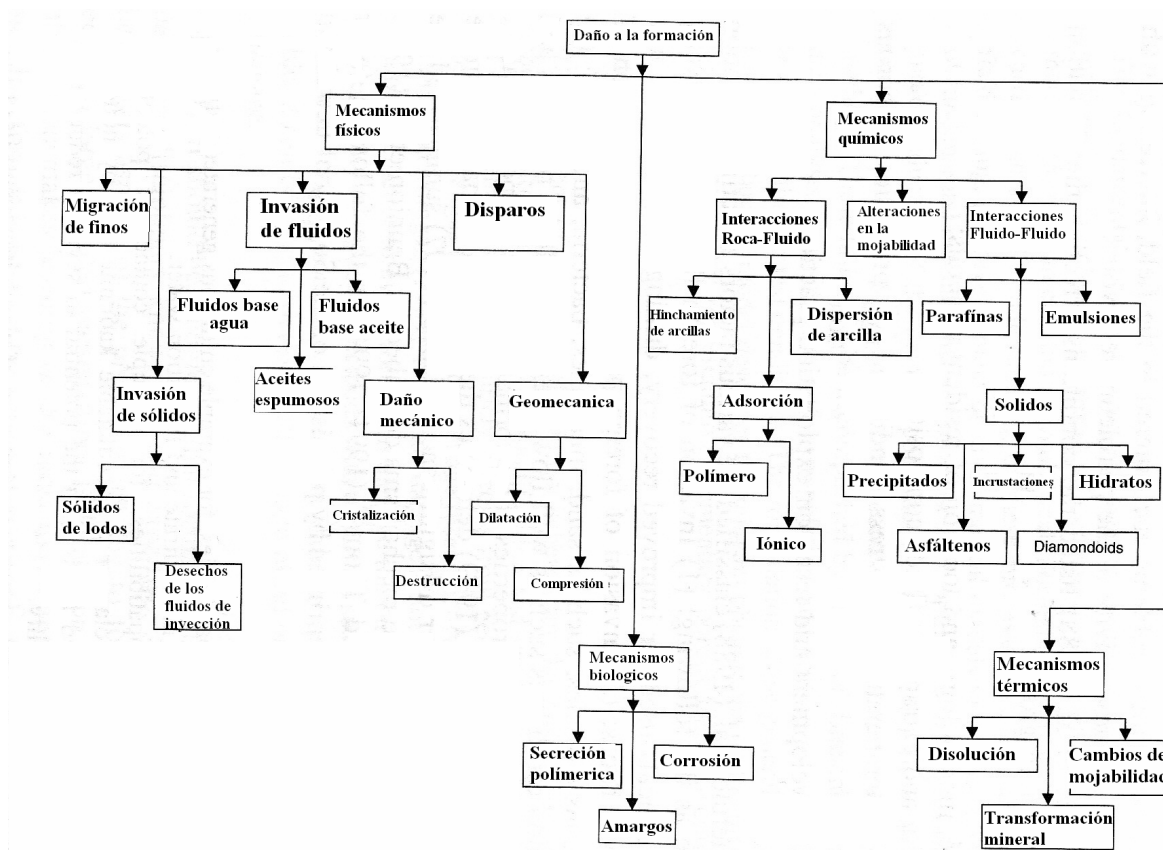
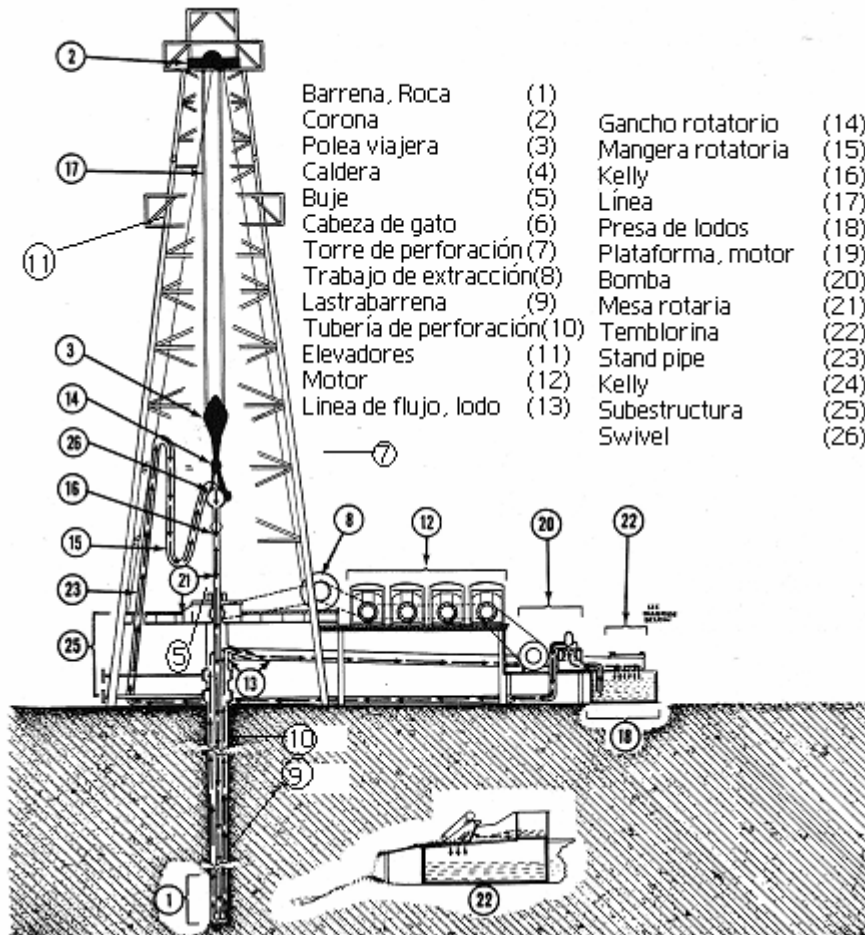


Figura 2.00. Clasificación y orden de los mecanismos más comunes del daño a la formación. (FARUK CIVAN. RESERVOIR FORMATION DAMAGE).

Las operaciones de perforación, cementación, terminación y producción se describen de manera más completa para comprender el fenómeno mecánico que genera la mayor aportación del daño a la formación.

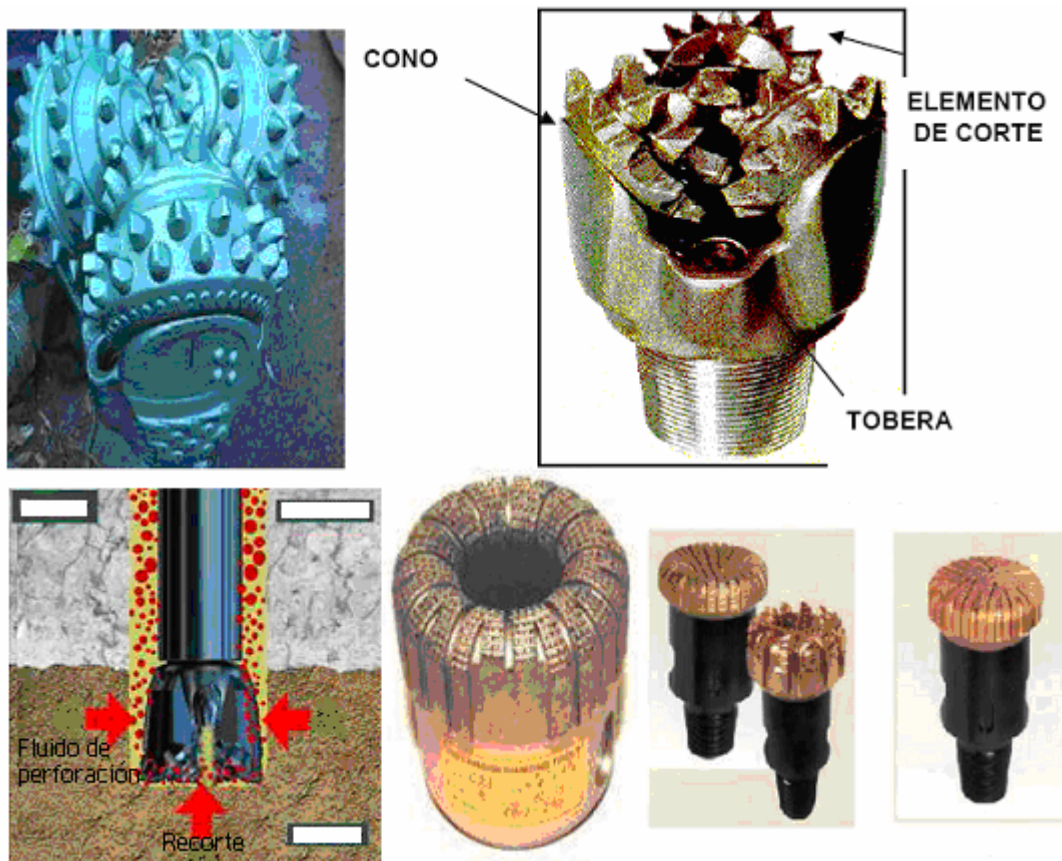
## II.2. PERFORACIÓN

El método de perforación actualmente usado es de rotación con circulación directa o inversa, la rotación se puede dar por medio de mesa rotaria, top drive y/o motor de fondo (*Figura 2.01*).



**Figura 2.01. Perforación rotatoria convencional. (CARL GATLIN. DRILLING AND WELL COMPLETION)**

La perforación rotatoria se realiza mediante el giro de una herramienta de corte, llamada barrena (*Figura 2.02*), y el recorte producido es extraído a la superficie por medio del fluido de perforación.

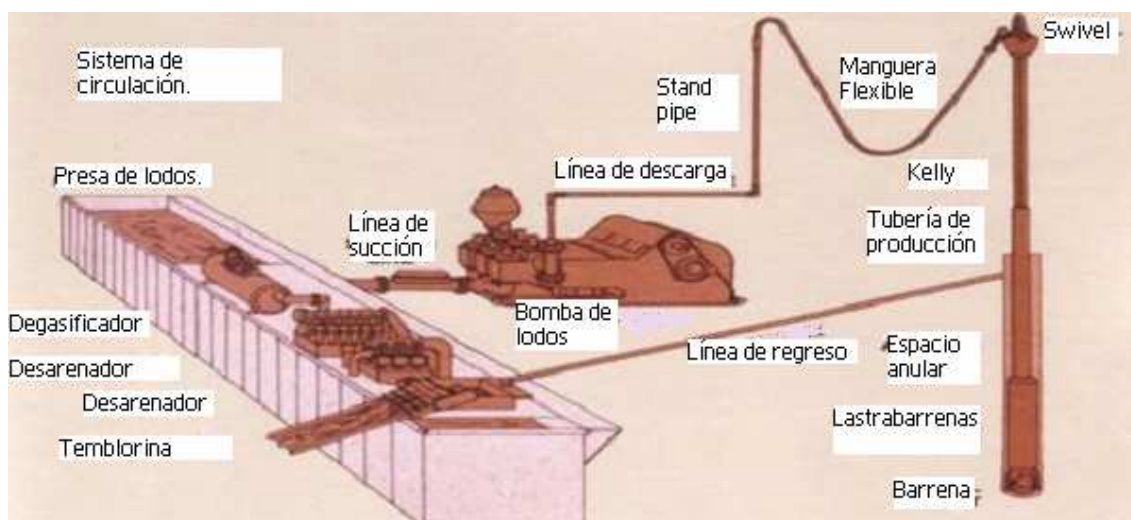


**Figura 2.02. Distintos tipos de Barrenas: barrenas desviadoras, barrenas ampliadoras, barrenas monofónicas, barrenas nucleadoras. Tricónicas o de Cortadores Fijos, Con Toberas o sin ellas. Tienen una de las tareas más importantes en la perforación. (©SCHLUMBERGER)**

Para que el equipo de perforación cumpla con su objetivo, se necesita de los siguientes equipos funcionando sin inconvenientes.<sup>6</sup>

- Sistema de suministro de energía.
- Sistema de izaje.
- Sistema de circulación.
- Sistema rotatorio.
- Sistema de control.
- Sistema medidor de parámetros de control durante la perforación.

El sistema de circulación tiene como principal función la de extraer los recortes de roca del pozo durante el proceso de perforación. El sistema esta compuesto por equipo superficial y sub superficial (**Figura 2.03**).



**Figura 2.03. Sistema de circulación. (MATERIAL DE ELEMENTOS DE PERFORACIÓN)**

Como hemos visto la tarea del lodo de perforación es primordial, y tiene además, los siguientes objetivos adicionales:

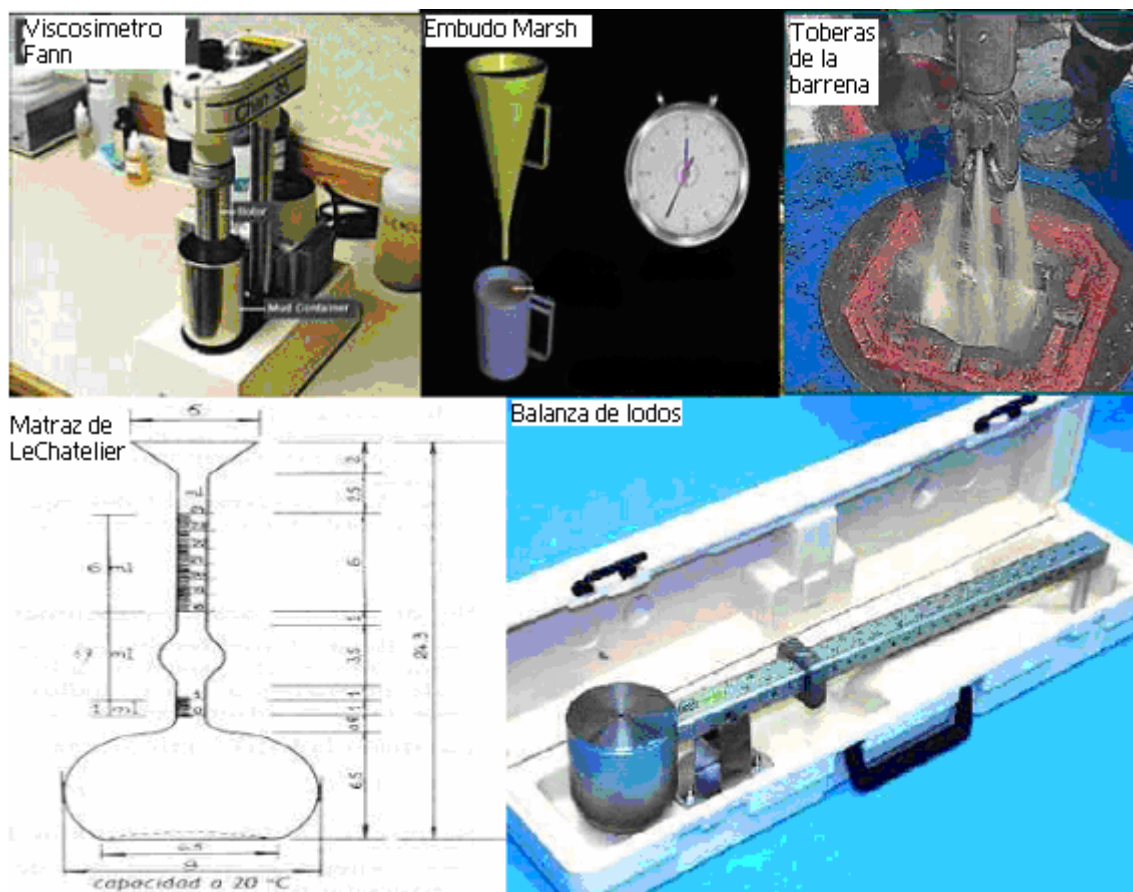
- Llevar los recortes a la superficie.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Controlar las presiones de formación.
- Limpiar el fondo del pozo.
- Mantener la integridad del agujero.
- Ayudar a la toma de registros geofísicos.
- Minimizar la corrosión de la TP y la TR.
- Mejorar la velocidad de perforación.

### **II.2.1. LODOS DE PERFORACIÓN**

El fluido de control, es una mezcla de materiales químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico-químicas adecuadas para una óptima perforación. La elección del fluido de perforación deberá ser realizada con el propósito de evitar riesgos operativos, reducir costos, tiempos de perforación y maximizar la productividad del pozo (**Figura 2.04**).

Las propiedades reológicas, densidad, agua libre, enjarre, cantidad de aditivos, etc. Se llevan a cabo en el laboratorio como en el campo por medio de equipo que usa principios básicos. Se puede obtener un lodo con propiedades predeterminadas para la perforación específica para las necesidades de cada pozo, así como de cada intervalo a perforar.





**Figura 2.04. Medición de las propiedades del fluido de control. (MATERIAL DE ELEMENTOS DE PERFORACIÓN.)**

Durante la perforación del intervalo de interés (productor) se tiene que tener precaución al elegir parámetros que tienen incidencia directa sobre la generación del daño a la formación.

### **Invasión de la fase líquida de los fluidos de perforación**

La fase líquida de un lodo de perforación contiene componentes que pueden dañar las formaciones productoras. Teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión de sólidos, el filtrado del lodo de perforación es una de las principales causas en la caída de la producción,<sup>7</sup> (*Figura 2.05*). Sin embargo, la severidad del daño depende del tipo de lodo, tiempo de exposición, la presión diferencial y la sensibilidad de la formación al filtrado.

Normalmente, en regímenes de penetración muy elevados, la pérdida de la fase líquida puede llegar a ser muy elevada. En lo que respecta al filtrado del lodo de perforación se contempla una caída en la permeabilidad de alrededor de un 40%, aunque este valor puede variar dependiendo del tipo de roca y fluidos del filtrado.

Al tener una reducción de la invasión del fluido dentro de la formación se ayuda a obtener un mejor aislamiento durante la cementación de las tuberías de revestimiento, y



así se evitara un problema mayor sobre el pozo o un posterior daño a la formación por cementación.

.Los factores que favorecen la invasión del filtrado de la inyección son:

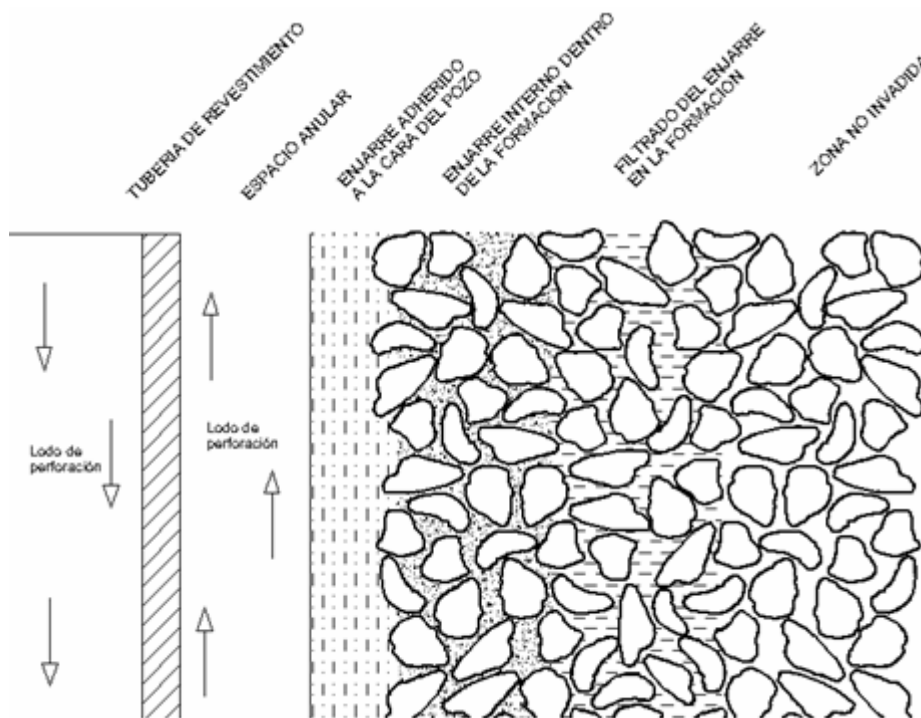
- Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de fluido hacia la formación.
- Prolongado contacto de la formación con el lodo de perforación. Puesto que la profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

### **Invasión de partículas sólidas de los fluidos de perforación.**

Las partículas sólidas contenidas en los fluidos de perforación son potencialmente peligrosas desde el punto de vista del daño de formación: arcillas, agentes densificantes y viscosificantes, agentes minimizadores de pérdidas de circulación. Cuando son forzados hacia la formación productiva, pueden progresivamente disminuir la porosidad y permeabilidad de la formación, (*Figura 2.05*), de tal modo que una subsecuente puesta en producción del pozo o inyección de fluidos hacia el yacimiento desde el mismo a flujos moderados o altos, haría que estos materiales depositados en el sistema, pasen de poro en poro aumentando la severidad del daño por la posterior acumulación en las inmediaciones del pozo. Tal daño está limitado a unos pocos centímetros hacia el interior y alrededor del pozo, pero la reducción de la permeabilidad del sistema en la zona dañada puede llegar a ser muy alta.

La invasión de sólidos de los fluidos de perforación está favorecida por<sup>8</sup>:

- Poros de gran tamaño en la roca del yacimiento.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación.
- Baja velocidad de perforación, que tendrá como consecuencia la destrucción del enjarre permitiendo contacto entre el lodo y la formación.
- Baja velocidad de circulación, con la consecuente trituración del recorte a partículas más pequeñas debidas a la re-perforación.
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el recorte y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta sobrebalance, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.



**Figura 2.05. Distintas zonas que se ven afectadas en la formación por lodos de perforación. (ROBERT S. SCHECHTER. OIL WELL STIMULATION)**

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles a los fluidos. La mayoría de las formaciones productoras contienen en mayor o menor cantidad arcillas, siendo esta litología potencialmente un factor de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento, dispersión y/o migración.

Un ejemplo de los problemas que presentan arcillas hidrófilas es el bloqueo por agua, ya que este propicia que en la vecindad del pozo se aumente la saturación del agua, disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite o gas, según sea el caso. Lo que provoca un área mojada por agua e incrementando la adsorción de esta a las paredes de los poros. Otro fenómeno similar es el que ocurre con los bloques de aceite, este sucede cuando un fluido base aceite invade yacimientos de gas, causando reducciones en la permeabilidad relativa al gas.

El bloqueo por emulsiones se presenta cuando los fluidos de invasión se intermezclan con los contenidos en la formación. Los filtrados pueden emulsificarse con aceites de formación, estas emulsiones suelen tener alta viscosidad. El bloqueo de emulsión puede ser causado por sólidos finos en el filtrado de fluido, unidos a asfaltenos en el aceite, por surfactantes o emulsificantes en el fluido que emulsifica a los fluidos de la formación, o por la exposición de ciertos crudos a un ambiente químico que reacciona y forma emulsiones.<sup>5</sup>

Los fluidos base aceite y sintético pueden modificar la humectabilidad de la formación, liberando agua para la emulsión. En los fluidos base agua, se puede probar y ajustar la compatibilidad del filtrado con otras formulaciones no emulsificantes.

Por lo antes mencionado, se debe de tener precaución al elegir el diseño del programa de fluidos (*Figura 2.06*), para atravesar zonas de interés (productoras), así como la velocidad de perforación y rpm de la barrena.

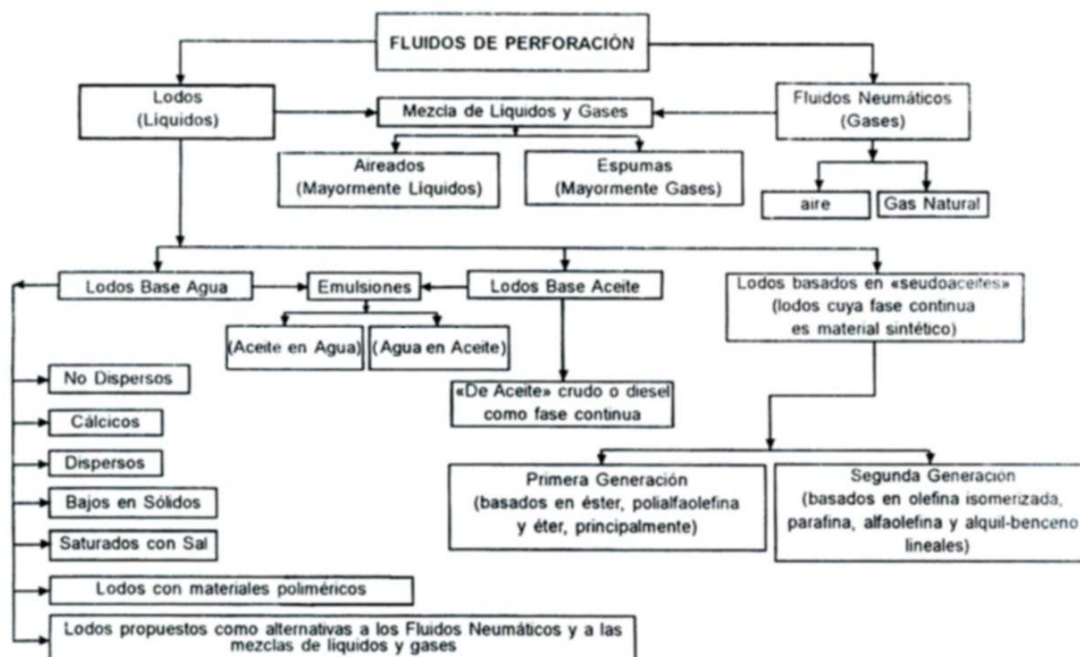
Un programa de fluidos debe de especificar.

- Los tipos de fluidos de perforación a utilizar por etapa de perforación.
- Los rangos de densidades necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada etapa.
- Las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente.
- Aditivos de los fluidos requeridos para cada etapa.
- Problemas esperados y los procedimientos de control.

**Figura 2.06. Programa de fluidos, diseño necesario para realizar la perforación. (MATERIAL DE ELEMENTOS DE PERFORACIÓN)**

## II.2.2. TIPOS DE LODOS DE PERFORACIÓN

A continuación se muestra una amplia gama de lodos de perforación y sus características para poder realizar la mejor elección para el diseño basada en función de disminuir el factor de daño dependiendo del tipo de formación que se trate, sin descuidar las propiedades reológicas y de densidad que debe de cumplir según la etapa de perforación que se trate.<sup>9</sup>



**Figura 2.07. Tabla de los distintos tipos de lodos de perforación. (INFOCUENCAS.COM)**

### **Fluidos gas-aire.**

Usando como fluido de perforación aire, gas natural, gases inertes o mezclas con agua, se han obtenido grandes ventajas económicas en secciones de rocas consolidadas.

En general el uso de este tipo de fluidos resulta en una alta velocidad de perforación, menor desgaste para la barrena, mayor posibilidad para tomar pruebas de formación, mejores trabajos de cementación y mejores terminaciones.

Este tipo de fluidos se usan cuando una pequeña cantidad de agua entra al sistema, eventualmente agentes espumantes son inyectados en la corriente por tanto disminuyen la tensión interfacial entre el agua, dispersándola dentro del gas, lo cual incrementa la habilidad de eliminar el agua producida por la formación. Agentes anti-corrosión normalmente no son usados pero cuando ocurre o se encuentra agua, un inhibidor tipo amina sirve para proteger la sarta.

### **Lodos espumosos.**

Fabricados mediante la inyección de agua y agentes espumantes dentro de una corriente de aire o gas creando una espuma estable y viscosa o mediante la inyección de una base gel conteniendo un agente espumante, su capacidad de acarreo mejora ya que esta en función de la viscosidad. En cuanto a los lodos aireados en una base gel, tienen el propósito de reducir la presión de la columna hidrostática y prevenir pérdidas de circulación en zonas de baja presión, además de incrementar la velocidad de penetración.

### **Lodos base agua.**

La bentonita es el complemento para lodos base agua para satisfacer las necesidades reológicas del mismo, así como para controlar las pérdidas de fluido; obtiene su mejor desempeño en lodos que contengan menos de 10,000 [ppm] de cloruro de sodio. Los fosfatos son químicos inorgánicos usados para dispersar estos lodos cuyas viscosidades aumentan mediante la contaminación con cemento o con sólidos perforados, sin embargo, no reducen la pérdida de fluido y no son estables a temperaturas superiores a los 150°F.

Rara vez un lodo formado de sólo bentonita es usado, debido a la alta probabilidad de su contaminación.

### **Lodos no dispersos.**

Utilizados para perforar pozos poco profundos o los primeros metros de pozos profundos; en la mayoría de casos compuesto de agua, bentonita y cal apagada (hidróxido de calcio), donde primero se hidrata la bentonita y luego se agrega la cal para aumentar el valor del punto de cadencia, que le da la capacidad de transportar recortes, a bajas velocidades de penetración. Las cantidades requeridas de bentonita y cal dependen del punto de cadencia deseado. El objetivo de este sistema es reducir la cantidad total de

sólidos arcillosos. No son muy estables a altas temperaturas, aproximadamente 400 [°F].

Para el control de pérdidas de filtrado en estos lodos se recomienda agregar a la mezcla, un polímero no iónico tal como el almidón o el XC que respeten el punto de cedencia logrado por la cal. No toleran contaminaciones salinas de 10,000 ppm y superiores o contaminaciones de calcio que excedan las 100 ppm.

### **Lodos de calcio.**

Altamente tratados con compuestos de calcio, catión divalente que inhibe el hinchamiento de las arcillas de las formaciones perforadas, muy utilizados para controlar arcillas deleznales. También aplicados en la perforación de secciones de anhídrita de considerable espesor y en estratos con flujos de agua salada. Estos lodos difieren de los otros base agua, en que las arcillas base sodio de cualquier bentonita comercial o la bentonita que aporta la formación es convertida a arcillas base calcio mediante la adición de cal o yeso, tolerando altas concentraciones de sólidos arcillosos con bajas viscosidades.

### **Lodos dispersos.**

Muy útiles cuando se perfora a grandes profundidades o en formaciones altamente problemáticas, pues presentan como característica principal la dispersión de arcillas constitutivas, adelgazando el lodo. Compuestos por bentonita, sólidos perforados y bajas concentraciones de agentes dispersantes, tales como los lignosulfonatos y lignitos; el PH de este lodo está entre 8.5 y 10.5 para mantener estable el NaOH que es requerido para activar el agente dispersante usado.

### **Lodos saturados con sal.**

En este tipo de lodos la característica principal es que la fase agua está saturada (mínimo 189,000 ppm) de cloruro de sodio (inclusive 315,000 ppm @ 68°F). El contenido salino puede provenir propiamente del agua, mediante adición en la superficie de varias sales o aporte de las formaciones perforadas.

Debe considerarse que:

Se hace casi inmanejable cuando se permite que el conjunto de sólidos de gravedad específica baja se vuelva alto.

Después de los lodos base aceite y de los preparados con cloruro de potasio, los lodos saturados con sal son de los mejores para perforar arcillas problemáticas.

No obstante, muchas veces se opta por no usar los lodos saturados con sal por dos razones:

- 1) Requieren de cantidades mayores de materiales para controlar sus pérdidas de filtrados.
- 2) Presentan dificultad para controlar sus propiedades reológicas, por su facilidad de dispersar en el lodo los recortes de la formación, situación debida, principalmente a la

caída de la concentración de sal por debajo del punto de saturación o al aumento por encima de los niveles máximos, de sólidos de baja gravedad específica.

### **Lodos con materiales poliméricos.**

Son aquellos base agua dulce o salada, que tienen incorporados compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto, que pueden contribuir: (1) al control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas, (2) a la estabilidad térmica, (3) a la resistencia ante contaminantes, (4) a la protección de zonas potencialmente productoras, (5) a mantener la estabilidad de las formaciones atravesadas, (6) a dar lubricación a la sarta, prevenir pegaduras y corrosión, (7) a mantener un ambiente limpio, etc.

Entre los materiales poliméricos más usados están: el almidón, la gomas de “Guar”, “Xhantana”, el lignito, la celulosa polianiónica, los poliacrilatos, el copolimero de vinil amida/vinil sulfonato, la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, los ácidos poliaminados y la metilglucosa, entre otros.

La desventaja relativa más prominente de los lodos con materiales poliméricos parece ser su alto costo siendo superados en costo por lodos base aceite y base material sintético.

### **Fluidos limpios.**

Las salmueras, también llamadas fluidos limpios por estar libres de sólidos se han utilizado donde no se requieren densidades y viscosidades muy altas o en las etapas de terminación y reparación de pozos. La siguiente tabla muestra las salmueras más utilizadas, su densidad y su viscosidad.

<b>Salmuera</b>	<b>Densidad (gr./cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Viscosidad (cp)</b>
Cloruro de potasio ( KCL)	1.14	2
Cloruro de sodio (NaCL)	1.2	2
Cloruro de calcio (CaCL <sub>2</sub> )	1.39	9
Bromuro de calcio (BrCa <sub>2</sub> )	1.7	32
Cloruro de calcio (CaCL <sub>2</sub> )	1.81	50
Bromuro de calcio (BrCa <sub>2</sub> )		
Cloruro de calcio (CaCL <sub>2</sub> )	2.3	41
Bromuro de zinc (ZnBr <sub>2</sub> )		

La principal ventaja de estos fluidos limpios es que minimiza el daño a la formación.

### **Lodos base aceite.**

Existen dos tipos principales de lodos base aceite:

a) Lodos de aceite; que contienen menos del 5% de agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas.

b) Emulsiones inversas: estos lodos contienen más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas.

El uso de estos dos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante. Pueden pesar 7.5 [lb/gal] sin el uso de materiales pesantes. Estos lodos han sido empleados con éxito para muchas tareas de perforación con: pozos profundos con condiciones extremas de presión y temperatura; problemas de pegaduras de tubería y de estabilidad de pozo; necesidad de atravesar zonas que contienen sales, yeso o anhidrita; presencia de sulfuro de hidrógeno hallazgo de formaciones potencialmente productoras; gran necesidad de minimizar la fricción y los torques (en pozos altamente desviados). Desgraciadamente su carácter contaminante ha restringido su uso.

#### **Lodos cuya fase continua es “Material Sintético” (producido por síntesis química).**

En esta clase de lodos –denominados “lodos basados en pseudo-aceite” – poseen la mayoría de propiedades de los lodos con fase continua de aceite y con su uso se podrían disminuir los grandes problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos presentan toxicidad acuática. Aun así, algunos autores recomiendan estos nuevos lodos como una alternativa al uso de lodos cuya fase continua es aceite. Otras desventajas son: el costo (varios cientos de dólares por barril) y su poca estabilidad a altas temperaturas. Entre los materiales sintéticos más 8 empleados se encuentran: Ester; Éter, Poli-alfa-olefina, Alquil-benceno-lineal y Alfa-olefina lineal.

#### **Últimos lodos propuestos como alternativa a los fluidos neumáticos.**

En momentos en los cuales las técnicas de perforación, de bajo balance de presión tienen gran aplicación, se ha propuesto un nuevo sistema de lodos que han sido probados en campo con éxito y que se constituyen en una buena alternativa al uso de fluidos neumáticos, pues con ellos:

Se puede disponer de un lodo de muy baja densidad e incompresible.

Se eliminan los grandes compresores requeridos por los fluidos neumáticos.

Se pueden utilizar herramientas MWD.

Con estos nuevos lodos se pueden lograr velocidades de perforación altas y disminuir los daños de formación y las pérdidas de circulación. La reducción de densidad en lodos convencionales incluso puede lograrse agregando esferas de vidrio huecas (gravedad



especifica de 0.37, diámetro promedio de 50 micrómetros y 3,000 [psi] de resistencia al colapso) de fácil remoción y reciclables.

La elección de fluidos de perforación limpios será la mejor forma en como se prevengan invasiones externas de fluido y sólidos hacia la formación productora. Si bien este daño no podrá ser nulo, si debe de pretenderse mantenerlo al mínimo posible por medio de una correcta elección de dicho fluido, así como correcto diseño de velocidades de penetración y esquemas adecuados de presión hidrostática en el pozo.

### **II.3. CEMENTACIÓN**

La operación de cementación de tuberías de revestimiento o tuberías cortas son de los procedimientos más importantes debido a que se desarrolla la creación de una vía estable y duradera para la perforación de las siguientes etapas y aún más importante para la estabilidad del pozo en su etapa productiva. Considerando que en la etapa de cementación de la última tubería de revestimiento, este cemento tendrá un contacto con la formación productora, se debe de tener cuidado al elegirlo para no ocasionar un daño adicional debido a esta actividad.

La cementación de pozos es el proceso que consiste en mezclar y desplazar una lechada de cemento hacia el fondo del pozo, para alojarse en el espacio anular y esperar su fraguado.<sup>6</sup> En general las cementaciones pueden clasificarse en tres tipos:

#### **Cementación primaria.**

Es el proceso de colocar cemento entre la tubería de revestimiento y la formación, se ejecuta inmediatamente después de introducir la tubería de revestimiento y sus principales objetivos son los de aislar formaciones de alta o baja presión, formaciones con flujo de agua, formaciones productoras, formar un sello hidráulico entre la T.R. y la formación, proporcionar un sostén a la T.R. y reducir el proceso de corrosión exterior de la T.R.

#### **Cementación forzada.**

Proceso mediante el cual se hace desplazar a presión una lechada de cemento a través de perforaciones realizadas en la T.R., en roturas de esta y a través de la formación. Sus principales objetivos son las de corregir una cementación primaria, abandonar zonas productoras agotadas, obturar roturas en la T.R., para realizar exclusiones de agua, para obturar zonas de pérdida de circulación.

#### **Tapones de cemento.**

En esta operación, se desplaza una lechada de cemento de tal manera que quede un volumen de cemento fraguado prediseñado a una profundidad de interés. Y tiene como objetivos los de abandonar o fijar pescados, corregir desviaciones durante la perforación, abandonar intervalos agotados o invadidos, como protección durante operaciones especiales.

**Características de las lechadas.**

Las principales variables que intervienen en el diseño de una lechada son:

**Rendimiento.** El rendimiento se refiere al volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con el agua y sus aditivos y es función directa de la clase de cemento, la densidad y cantidad de aditivos que se le agreguen.

La siguiente tabla muestra el rendimiento que se obtiene para clase de cemento dependiendo de su densidad y de los aditivos que se le agreguen:

Clase	Agua para mezcla lt/saco	Densidad lechada g/cm <sup>3</sup>	Rendimiento lt/saco
A	23.03	1.88	39
B	23.03	1.88	39
C	27.09	1.8	43
D	19.04	1.98	34.86
E	19.04	1.98	34.86
F	19.04	1.98	34.86
G-H	22.14	1.9	38

Nota.- Para sacos de 50 kg

El rendimiento se calcula con la siguiente expresión:

$$R = Va + Vs \dots \dots \dots (2a)$$

$$Vs = \frac{P}{Dc} \dots \dots \dots (2b)$$

$$Ns = \frac{V_{Saco}}{R} \dots \dots \dots (2c)$$

$$Va = \frac{P - [(Vs)(D)]}{D - Da} \dots \dots \dots (2d)$$

D	Es la densidad de la lechada [g/cm <sup>3</sup> ]
Da	Es la densidad del agua [g/cm <sup>3</sup> ]
Dc	Es la densidad del cemento 3.15 [g/cm <sup>3</sup> ]
P	Es el peso de un saco de cemento 50 [kg]
R	Es el rendimiento del cemento en [lt/saco]
Va	Es el volumen de agua requerido [lt/saco]
Vs	Es el volumen de un saco de cemento [lt/saco]
Ns	Es el # de sacos de cemento [sacos]
V	Es el volumen total de lechada [lt]

**Densidad.** Para determinar la densidad en una lechada se deben tomar en cuenta dos propiedades importantes de las formaciones perforadas: La presión de poro y la presión de fractura. Que se traducen en gradientes, los cuales son los extremos de la ventana operativa de la densidad del cemento. Siempre recordando que a mayor presión se proporcionara una mayor resistencia compresiva.

**Agua para el mezclado.** Las características del agua usada para preparar la mezcla ó lechada de cemento, contiene sales minerales cuya influencia sobre el tiempo bombeable y la resistencia a la compresión del cemento es directa, razón por la cual se recomienda que las pruebas de tiempo bombeable se realicen con el agua que se utilizará para mezclar el cemento evitando con esto fraguados prematuros.

**Tiempo bombeable.** Es el tiempo en que la lechada puede ser bombeada utilizando presiones razonables y es el factor más importante que interviene en el desplazamiento del cemento y su colocación en el espacio anular. Para obtener el tiempo bombeable se considera:

*El tiempo de mezcla + soltar tapones + tiempo de desplazamiento + un tiempo de seguridad (generalmente es el 100% del tiempo calculado).*

**Resistencia a la compresión.** El cemento fraguado deberá desarrollar una resistencia a la compresión para sostener la T.R. y soportar las presiones diferenciales que se desarrollan. Generalmente se recomienda una resistencia a la compresión de 105 a 175 [kg/cm<sup>2</sup>] en 24 hrs. En la actualidad se han desarrollado cementos con alta resistencia compresiva. Esta característica mucho depende de la densidad.

**Filtrado.** El filtrado es la pérdida de agua de la lechada hacia la formación, a medida que la lechada pierde agua la densidad y la viscosidad se incrementan disminuyendo el tiempo bombeable. El cemento sin aditivos pierde agua en exceso razón por la cual es indispensable el uso de controladores de filtrado para asegurar una buena cementación

El cemento sin aditivos pierde 1000 [cm<sup>3</sup>] en cada 30 minutos

En TR'S superficiales e intermedias se recomienda filtrados no mayores de 200 [cm<sup>3</sup>] en cada 30 minutos.

En complementos de 500 [cm<sup>3</sup>] en cada 30 minutos.

En liners de 50 [cm<sup>3</sup>] en cada 30 minutos.

Para evitar canalizaciones de gas 20 [cm<sup>3</sup>] en cada 30 minutos.

**Temperatura.** El conocimiento de la temperatura de fondo del pozo es de suma importancia para obtener un diseño adecuado, ya que influye directamente en el tiempo bombeable.

### II.3.1. TIPOS DE CEMENTOS

El cemento es una mezcla compleja de caliza, sílice, fierro y arcilla, molidos y calcinados que al entrar en contacto con el agua forma un cuerpo sólido. El cemento fraguado tiene baja permeabilidad y es insoluble en agua, características esenciales para obtener el sello hidráulico entre la T.R. y la formación.

Principales componentes<sup>6</sup>:

- 1.- Silicato tricálcico, es el componente más abundante y factor principal para producir la consistencia temprana.
- 2.- Silicato dicálcico, proporciona la resistencia gradual después de los 28 días.
- 3.- Aluminato tricálcico, proporciona resistencia al ataque de los sulfatos.
- 4.- Aluminato férrico tetracálcico.

CLASE	PROFUNDIDAD (M)	CLASIFICACION DE LOS CEMENTOS API	
		TEMPERATURA °C	OBSERVACIONES
A (Tipo I)	1830	77	Donde no se requieren propiedades especiales
B (Tipo II)	1830	77	Moderada resistencia a los sulfuros
C (Tipo III)	1830	77	Donde se requiere alta resistencia a la compresión y moderada o alta resistencia a los sulfuros
D	1830 a 3050	110	Para moderada y alta resistencia a los sulfuros.
E	1830 a 4270	143	Para moderada y alta resistencia a los sulfuros.
F	3050 a 4880	160	Para moderada y alta resistencia a los sulfuros. Alta presión
G y H			Para usarse hasta 2240 m así como se fabrica y con la adición de aditivos puede emplearse a cualquier profundidad y altas temperaturas.
J	3660 a 4880	177	En etapa de experimentación

#### Cementos especiales.

Debido a las condiciones cada vez más adversas donde las presiones de poro y de fractura son muy bajas, se tiene la necesidad de utilizar cementos de baja densidad, pero con una resistencia compresiva aceptable (mayor de 1000 [psi]).

La ingeniería de cementaciones ha evolucionado técnicamente y encontrado métodos y diseños especiales para elaborar cementos de baja densidad con buena resistencia compresiva y así tenemos:

1. Cementos esferulíticos ( $\rho = 1.45 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ )
2. Cementos aerados ( $\rho = 1.30 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ ).
3. Cementos espumados ( $\rho = 1.10 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ ).
4. Cementos con aditivos especiales ( $\rho = 0.65 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ ).

### Aditivos para cementos

Los aditivos son productos químicos en estado sólido o líquido, que se adicionan a las lechadas para modificar sus características naturales. Los aditivos más utilizados pueden estar dentro de la siguiente clasificación:

**Aceleradores.** Son productos que reducen el tiempo de fraguado en el cemento, aumenta la resistencia compresiva y son utilizados únicamente en la cementación del conductor y ocasionalmente en T.R. superficiales muy someras. Los de mayor aplicación son:

El cloruro de calcio, en concentraciones del 2 al 4 % en peso del cemento.

El cloruro de sodio, en concentraciones del 2 al 5 % en peso de agua.

**Retardadores.** Las altas temperaturas crean la necesidad de retardar el fraguado de las lechadas, esto es, aumentar el tiempo bombeable con el objeto de que permita su colocación en el espacio anular.

Retardadores		
Retardador	Concentracion %	Rango de Tem. C
Lignosulfonato de calcio	0.1 al 1	< 94
Acido hidroxil-carboxilicos	0.1 a 0.3	93 a 149
Borax		149 a 260

**Densificantes.** En pozos donde existen altas presiones es necesario aumentar la densidad de las lechadas y esto se logra disminuyendo el agua de mezcla o adicionando materiales sólidos como: hematina, barita, ilmenita y arena.

**Reductores de densidad.** En muchos casos la densidad normal de una lechada es demasiado alta para las condiciones del pozo, razón por la cual es necesario bajar la densidad y esto se logra aumentando el agua de mezcla o adicionando aditivos como: Bentonita, Puzolanas, Metasilicato de sodio

**Dispersantes.** Las lechadas sin tratar presentan altas viscosidades durante su desplazamiento, razón por la cual se tratan con estos aditivos para:

- Disminuir la presión de desplazamiento.
- Alcanzar el flujo turbulento a bajos gastos.

Los más comunes son: *Cloruro de sodio, lignosulfonato calcico y los polímeros.*

**Controladores de filtrado.** Una lechada normal tiene un filtrado de 1000 cm<sup>3</sup> por cada 30 [min], por lo que es necesario limitar la perdida de agua hacia la formación para minimizar la hidratación de las arcillas. Los más comunes son: *Látex, polímeros orgánicos, carboximetil celulosa.*

**Controladores de pérdida de circulación.** Cuando se va a realizar una cementación y se sospecha que puede haber pérdida se recomienda adicionar estos aditivos:

<b>Densificantes</b>				
Tipo	Material	Naturaleza	Concentracion kg/saco	Agua req. lt/50 kg
Granular	Gilsonita	Granular	2.50 a 25	16.63
	Perlita	De expansion	0.014 a 0.028 m3	534 lt/m3
	Corteza de arbol	Granular	0.5 a 2.5	7.07
	Carbon	Granular	0.5 a 5	16.63
Hojuelas	Celofan	Laminar	0.063 a 0.25	0
Fibroso	Nylon	Fibroso	0.63 a 0.125	0

**Aditivos especiales.** En la actualidad existe una gran variedad de estos aditivos siendo algunos de ellos:

- Para evitar la retrogradación.
- Generadores de espuma.

### II.3.2. DAÑO POR CEMENTACIÓN

El tamaño desordenado de los granos que conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado provenientes de la lechada de cemento, sin embargo, existen casos en que puede caer la permeabilidad:

El pH. relativamente alto del filtrado de la lechada afecta a los minerales arcillosos de la formación. Los iones Ca<sup>++</sup> liberados por las partículas de cemento, son rápidamente

intercambiados por las arcillas en las inmediaciones del pozo. El resultado es una modificación de las propiedades del filtrado de cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, sino que haciéndolo un agente desestabilizador.

El filtrado del cemento entra en contacto con el agua original de la formación, que contiene grandes cantidades de calcio, provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.

Las lechadas sobredispersadas presentan una rápida separación de las partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento, como resultado hay una gran invasión de agua libre que puede provocar un importante bloqueo por agua reduciendo la permeabilidad relativa al aceite en el yacimiento.<sup>10</sup>

### **Compresión del cemento.**

La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria, las altas presiones de compresión del cemento durante la cementación secundaria tendrían que ver con la fracturación de la roca y la invasión de la lechada.

Las causas que generan el daño a la formación por cementación, pueden ser prevenidas por un buen diseño de lechada, así como las propiedades de estabilidad de la misma, antes mencionadas. La operación, resulta una de las más importantes dentro del proceso de comunicación del fondo del pozo con la superficie y por lo tanto del flujo de fluidos, el factor de daño puede minimizarse en gran medida con un correcto diseño de cementación primaria.

## **II.4. TERMINACIÓN**

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos comunicando la formación productora con la superficie, o en su caso, taponarlo si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de pozos es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente durante la perforación, a partir de: Muestras de canal, núcleos, Pruebas de formación, Análisis petrofísicos, Análisis PVT y los Registros geofísicos de explotación.

El programa de terminación consiste en un plan ordenado de operaciones que incluyen la toma de registros, limpieza del pozo, el diseño de disparos, y la prueba de intervalos productores, con el fin de explotar las zonas de interés de potencial económico.

Para que un pozo petrolero permita extraer con eficiencia los hidrocarburos, debe constituir una salida estable y duradera. Para esto se utiliza un revestimiento metálico, diseñado de acuerdo con los diversos esfuerzos que se presentan, como son la tensión, presión interna, colapso, compresión y torsión, y todo esto con la mejor economía.



Una buena terminación, tiene su antecedente en la operación de cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación. Esta tubería permite aislar la formación productora, para evitar la invasión de fluidos no deseables (agua y/o gas), hacía el pozo, provenientes de zonas vecinas, que contaminan los hidrocarburos producidos y reduzcan su recuperación en formaciones productoras con una zona inferior de agua o un casquete de gas, se presentará la entrada de esos fluidos debido al gradiente de presiones existentes entre el yacimiento y el pozo.

La terminación cubre las herramientas y tuberías que son corridas como parte del aparejo de producción. Esto deberá incluir las mallas de control de arena, las válvulas de seguridad del pozo, los disparos de producción, empacadores, etc.

Las características de la terminación a efectuar esta determinada por las necesidades de cada pozo. El diámetro de la tubería de producción, los tipos de conexiones, los accesorios, etc.; dependen de factores como: el tipo de fluido a ser producido, la relación gas-aceite, el potencial de producción, las técnicas planeadas en la etapa de recuperación terciaria, los requerimientos de control de la arena, etc.

La terminación de pozos se puede clasificar en dos grandes divisiones.<sup>11</sup>

### **Terminación de explotación.**

Se le denomina así al primer acondicionamiento de pozo perforado en una nueva estructura de capacidades productoras de hidrocarburos.

### **Terminación de desarrollo**

Se le llama así al acondicionamiento de los demás pozos perforados a distintas profundidades, en una nueva estructura o en alguna otra ya probada.

Entre esta última clasificación se presentan variantes, como lo son los pozos de avanzada, que sirven para definir límites del yacimiento y los inyectores de agua, gas y/o vapor, para procesos de recuperación secundaria.

Esta clasificación incluye una serie de actividades que constan de:

- Asegurar el control del pozo.
- Verificar las condiciones de las tuberías de revestimiento y su corrección en caso de falla.
- Introducción del aparejo de producción o de inyección.
- Instalar y probar el sistema superficial de control (árbol de válvulas).
- Disparar los intervalos a probar para comunicar el yacimiento con el pozo.
- Efectuar pruebas de producción o inyección, según sea el caso, incluyendo estimulaciones o inducciones.

Lo anterior mencionado clasifica al pozo como inyector, productor o en última instancia, en abandono o taponamiento.

Otra clasificación surge debido a la actividad que se va a desarrollar. Los tipos de terminación se pueden clasificar en convencionales y no convencionales, teniendo dentro de los no convencionales las terminaciones con tubería flexible, pozos horizontales, multilaterales, terminaciones integrales.<sup>12</sup>

### Terminaciones en agujero abierto.

Esta practica ya no es tan popular últimamente, ya que se pierde la capacidad de retención de los finos que se incorporan al flujo de fluidos y se tiene un pobre manejo en flujos de gas y agua, sin embargo, todavía se efectúa esta terminación en yacimientos de baja presión en una zona productora, donde el intervalo con gas y aceite tenga una saturación importante. Este tipo de terminación se recomienda para formaciones de calizas.

El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y preparar el pozo para su explotación.

### Terminación con tubería de revestimiento disparada.

La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento, que soporten presión interna, colapso, corrosión y tensión, que se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para cubrir las profundidades de los tramos productores. Posteriormente se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su explotación.

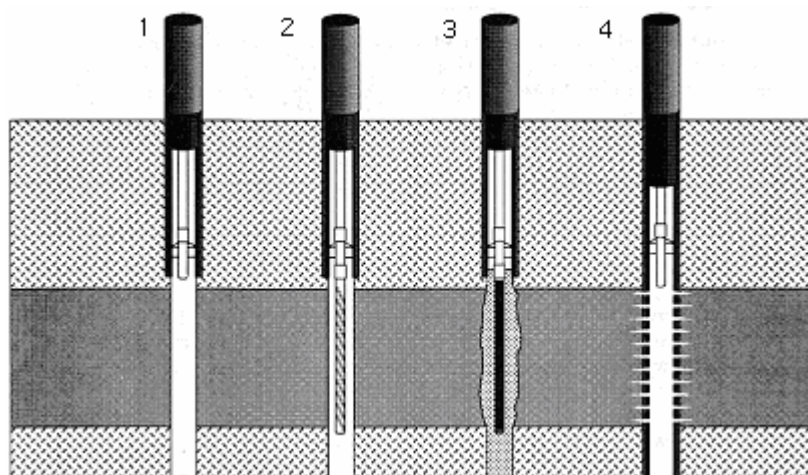


Figura 2.08. Tipos de terminación. (1) Agujero abierto. (2) Tubería de revestimiento corta, Liner. (2) Empacamiento de grava. (3) Tubería de revestimiento cementada y disparada. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

### Principales puntos a revisar en el diseño de una terminación

- Espacio libre en las operaciones de trabajo entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción u otros accesorios.

- La corrida de accesorios conjuntamente con la tubería de producción, como son los empacadores, niples, camisas, sellos, etc., deberán contar con el suficiente diámetro exterior dentro de la tubería de revestimiento de explotación.
- En caso de terminaciones dobles o triples, deberá tenerse presente todo lo referente a diámetros interiores y exteriores.
- En pozos direccionales, se deberá tomar en cuenta el máximo ángulo de desviación, principalmente para los trabajos con línea o cable.

Los componentes o accesorios en una terminación deberán ser verificados bajo diferentes condiciones de operación, como son la de presión interna, colapso, tensión, ambientes corrosivos, altas temperaturas, etc. Estos fenómenos se pueden presentar en las siguientes actividades:

- Corrida de la terminación
- Espaciamiento y colgamiento de la tubería
- Pruebas de producción
- Estimulaciones
- Etapas de producción a lo largo de la vida del pozo
- Cementaciones forzadas
- Operaciones de pesca y abandono de pozos

Durante la terminación, un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado del lodo de terminación y más aún al disparar el intervalo productor. Lo anterior ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones por lo que es necesario seleccionarlos cuidadosamente durante la terminación de los pozos.

#### **II.4.1. FLUIDOS DE TERMINACIÓN**

A menudo los pozos son disparados y terminados utilizando un fluido a través de un empacador que está diseñado para proteger el pozo durante la etapa de producción. Esto requiere, considerables cuidados y conocimiento para esta etapa de diseño del pozo.

Los fluidos de terminación no deberán causar daño a la formación en lo que sea posible y con esto no se verá comprometida la productividad del pozo. Además de que deberán ser químicamente y físicamente compatibles con el yacimiento, se deberá cuidar que su contenido de sólidos se mantenga lo más bajo posible. Se deberá evitar la formación de emulsiones y precipitados por reacciones químicas entre los fluidos de la formación y el filtrado de los fluidos de perforación, lo cual se deberá prevenir, desde el diseño.

Otro aspecto a cuidar es el hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua y emulsiones debido al tipo de fluido de terminación.

La reología y las propiedades de pérdida de fluido deberán ser controladas.

La utilización de aditivos que no causen daño o que en caso de su utilización puedan ser removidos fácilmente.<sup>8</sup>

#### **II.4.2. DISPAROS**

Durante la etapa de terminación de los pozos, el disparo es la fase más importante, debido a que establece la comunicación de los fluidos entre la formación productora y la tubería, ya que un disparo bien diseñado permitirá el flujo de los fluidos en forma eficiente.

En la etapa de terminación, los disparos siempre ocasionan daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera que sea el método de disparo que se utilice, éste compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil (*Figura 2.09*), aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local.

Investigaciones llevadas a cabo por Exxon descubrieron la importancia de los taponamientos creados por los disparos con lodo o residuos de las cargas preformadas, disparar con una presión hidrostática mayor a la presión de yacimiento y el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración.<sup>11</sup>

Por lo cual dicho trabajo condujo a desarrollar cargas preformadas no obturantes; de pistolas disparables a través de la tubería de producción (T.P.), pistolas a chorro efectivas para mejorar la penetración en formaciones y cementos de alta resistencia a la compresión y tuberías de alta resistencia con espesor considerable.

Por la importancia del diseño de disparos se requiere que en la práctica generalizada la elección de pistolas y tipo de disparos tenga prioridad la calidad no tan sólo en función del precio.

#### **Tipos de disparo.**

##### **Disparos de bala.**

Los disparos con bala no son más que dispositivos tipos cañones de arma de mano, diseñados para bajar a la profundidad deseada que se disparan eléctricamente. La penetración de la tubería, cemento y la formación se logra por medio de altas velocidades de proyectiles o balas. El equipo actual permite el disparo selectivo a un tiempo dado o simultáneamente según sea el caso del diseño.<sup>12</sup>

Existe una cantidad importante de tipos de bala, cada uno de ellos diseñados para propósitos particulares. (*Figura 2.081*)













TIPO DE BALA.		TAMAÑOS DISPONIBLES.	CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE LOS DISPAROS		ENTREGA.	USADO PARA.
NÚMERO.	NOMBRE.		REMANENTE	DIÁMETRO DE AGUJERO		
1	STEELFLO 	1/4" 3/8" 15/32" 9/16"		1/4" 3/8" 15/32" 9/16"	Máxima penetración. Mejora en el remanente. Estructura fuerte. Estabilidad en el canal.	Penetración profunda de la formación.
2	BURRFREE 	1/4" 3/8" 15/32" 9/16"		1/4" 3/8" 15/32" 9/16"	Eliminación del remanente, menor penetración que el Steelflo. Por lo demás posee todas las ventajas del Steelflo.	Todos los trabajos donde se requiere que la superficie de la tubería quede lisa, y sea de importancia secundaria la penetración.
3	SEMI-MUSHROOM 	15/32" 9/16"		9/16" 5/8" <sup>(2)</sup>	Agujero en tubería de revestimiento mayor que la bala. Fracturamiento del cemento considerable. Penetración reducida.	Remover la tubería de revestimiento. Fracturar el cemento.
4	FULL MUSHROOM 	15/32" 9/16"		5/8" 7/8" <sup>(2)</sup>	Agujero considerable en tubería de revestimiento, mas grande que el de la bala. Fracturamiento extensivo del cemento. Penetración considerablemente reducida.	Remover la tubería de revestimiento. Fracturar el cemento.
5	NEEDLE 	1/16" 1/8"		1/16" 1/8"	Penetración simple de la tubería.	Establecer circulación en la tubería tapada o con cualquier otro propósito donde un pequeño orificio sea necesitado.
6	PUNCH 	15/32" 9/16"		15/32" 9/16"	Remanente despreciable. Penetración controlable. Agujero del mismo tamaño que el de la bala.	Perforación de la parte interna de las sartas sin dañar la parte externa.

Figura 2.081. Tipos de bala para disparos y sus características. (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.)

Las pistolas de bala de 3 1/2" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 [psi<sup>2</sup>], los disparos con bala de 3 1/4 " o mayores, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 [psi<sup>2</sup>]. La velocidad de la bala en el cañón es de aproximadamente 3300 [ft/s].

Una aplicación interesante del tipo de disparos es el fracturamiento por un tipo especial de equipo, (bear gun) que se muestra en la (Figura 2.082) este equipo dispara un proyectil de 1 1/2 [pg] de diámetro

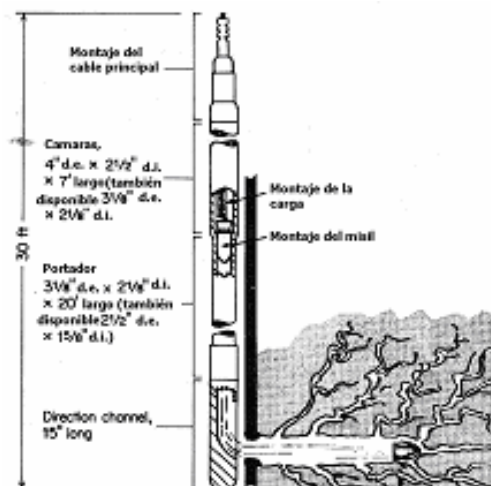


Figura 2.082. Herramienta que también se usa para fracturar la formación. (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.)

### Pistolas hidráulicas.

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la TR. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 [psi]. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente.<sup>11</sup>

### Disparos Jet.

El proceso de de los disparos jet se detonan eléctricamente iniciando una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo original el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 30 000 [ft/s] con una presión estimada de 4 millones de [psi].

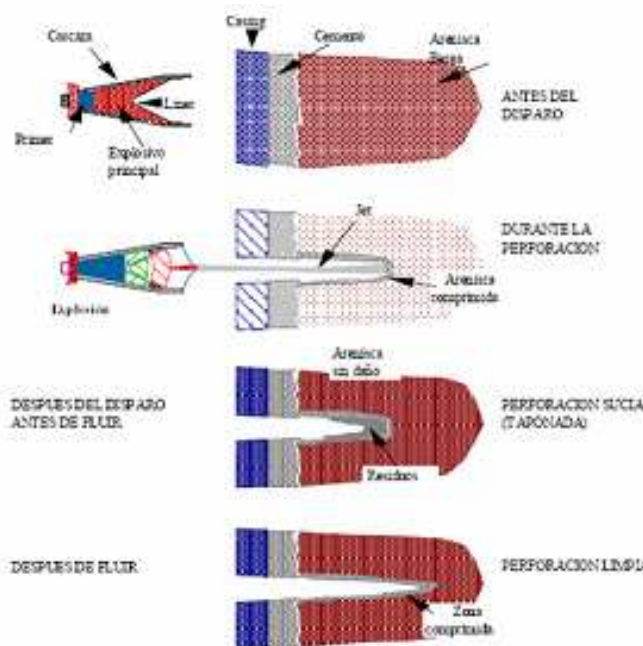


Figura 2.09. Daño a la formación causado por el disparo. (UN SIGLO DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO).

### Tipo de explosivos.

Las cargas para perforar la tubería dependen de los explosivos que se utilizan para generar la energía necesaria para obtener una penetración efectiva. Por esto, el desempeño de la carga esta relacionado directamente con el desempeño del explosivo. Los explosivos, de acuerdo a su velocidad de reacción se clasifican en:

Explosivo bajo.

- No detonan, se queman.
- Velocidad de reacción de 300 a 1500 [m/s]
- Deben ser confinados.
- Ejemplo: Pólvora Negra.

Explosivo alto.

- Detonan.
- Velocidad de reacción > a 1500 [m/s]
- Iniciados por calor o percusión.
- La potencia generada es mucho mayor.
- Ejemplo: Azida de plomo, Tacot, RDX, HMX, HNS, PSF y PYX.

**Sensibilidad del explosivo.** Es una medida de la energía mínima requerida para iniciar un explosivo<sup>13</sup>.

Sensibilidad al Impacto: Altura mínima de la cual puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.

Sensibilidad a la Chispa: Indica la cantidad de energía que debe de tener una chispa para detonar el explosivo.

**Estabilidad del explosivo.** Es la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo expuestos a altas temperaturas (**Figura 2.10**).

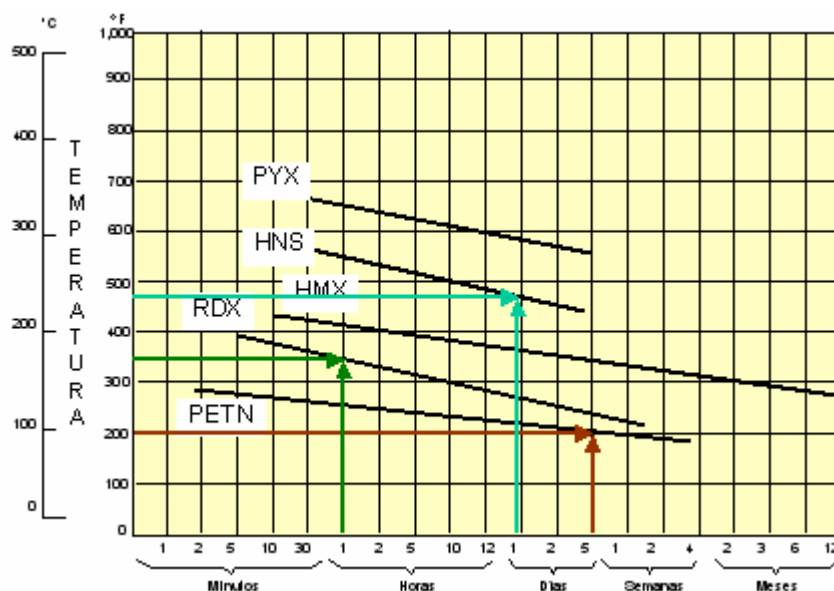


Figura 2.10.- Muestra la estabilidad del explosivo con respecto a la temperatura. (OILPRODUCTION.COM)

**Sistema de disparo.** Esta compuesto por la carga moldeada, el cordón explosivo, el estopín eléctrico y el porta cargas.



Estopín. Es el que inicia la detonación cuando se le envía corriente eléctrica desde superficie.

Cordón explosivo. Proporciona la energía necesaria (por percusión) para detonar las cargas.

Carga moldeada revestida. Es el componente más importante de una pistola, esta utiliza un explosivo alto secundario para impulsar un chorro de partículas metálicas a altas velocidad que penetra la TR, el cemento y la formación (**Figura 2.11**).

Porta cargas. Es el dispositivo que se utiliza para montar las cargas y se clasifican en: Tubo portador, lámina y alambre. Dependiendo del medio de transporte y del porta cargas el sistema de disparos se divide en: Recuperables, Semidesechables y Desechables. En los sistemas recuperables, (no expuestas) todos los residuos son recuperados y los explosivos no están expuestos a la presión. La desventaja de este sistema es que reduce la penetración.

En los sistemas desechables, el cordón explosivo, estopín y el sistema portador se quedan dentro del pozo. Las desventajas de este sistema son: los explosivos están expuestos a la presión y al fluido de terminación y la cantidad de basura que dejan. Su ventaja es que son de mayor penetración.

El sistema semidesechable es similar al anterior con la ventaja de que dejan menos residuos debido a que el porta cargas se recupera.

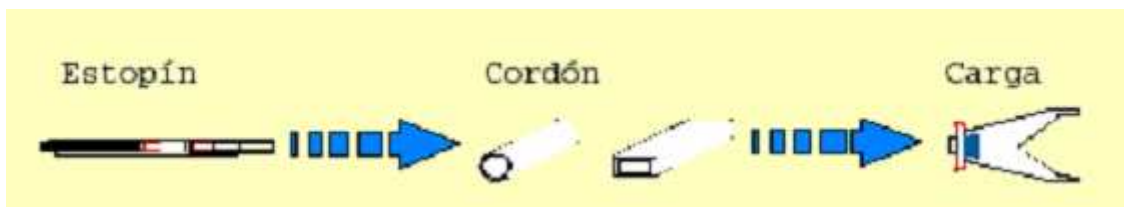


Figura 2.11. Componentes del sistema de disparo. (OILPRODUCTION.COM)

Medio de transporte: Las pistolas bajadas con tubería sólo utilizan portacargas entubadas y el objetivo principal es favorecer la productividad del pozo creando agujeros de mayor diámetro y mayor penetración. También existen las pistolas bajadas con cable que son utilizadas en caso de ser recuperables. (**Figura 2.12**).

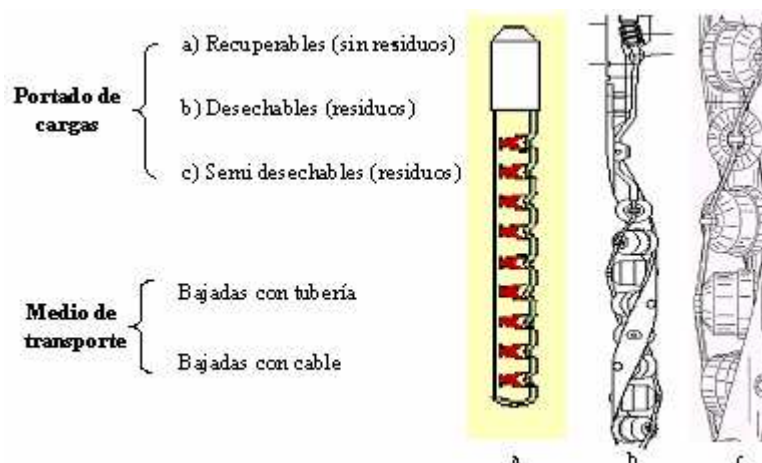


Figura 2.12. Tipos de portadores de carga y la forma en como bajan hasta el intervalo de interés. (OILPRODUCTION.COM)

### Componentes de la carga.

**Cubierta o carcaza:** Aloja a los otros componentes y debe de ser resistente a la temperatura y abrasión. Los materiales comunes que se usan para las cubiertas incluyen el acero maquinado, acero forjado en frío, aluminio fundido al troquel y cerámica.

**Revestimiento o Liner:** Provee de la masa necesaria para que el jet penetre en la TR, cemento y formación. Las presiones ejercidas sobre el revestimiento cuando detona el explosivo provocan que este se colapse y forme un chorro o jet. La forma, grosor y composición del revestimiento influyen de manera importante en la longitud, diámetro y efectividad de la perforación.

**Explosivo principal:** Provee de la energía necesaria para producir el jet. La masa, distribución y velocidad de detonación del explosivo principal, afectan de manera considerable el desempeño de la carga.

**Primer:** Esta compuesto de una pequeña cantidad de explosivo más sensitivo que el explosivo principal. El primer, se conoce también como carga de transferencia, ya que su principal propósito es transferir el choque del cordón detonante al explosivo principal. La onda de choque en el cordón, genera una onda de choque en el primer que a su vez detona el explosivo principal (*Figura 2.13*).

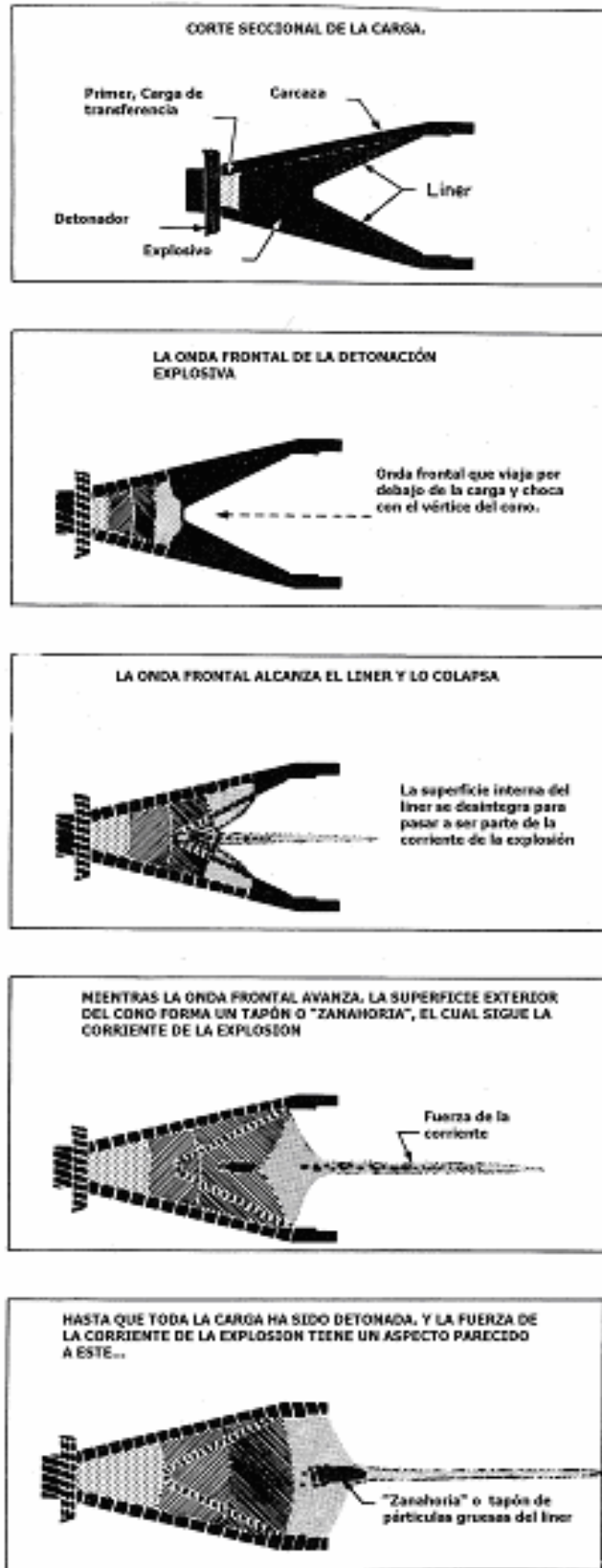
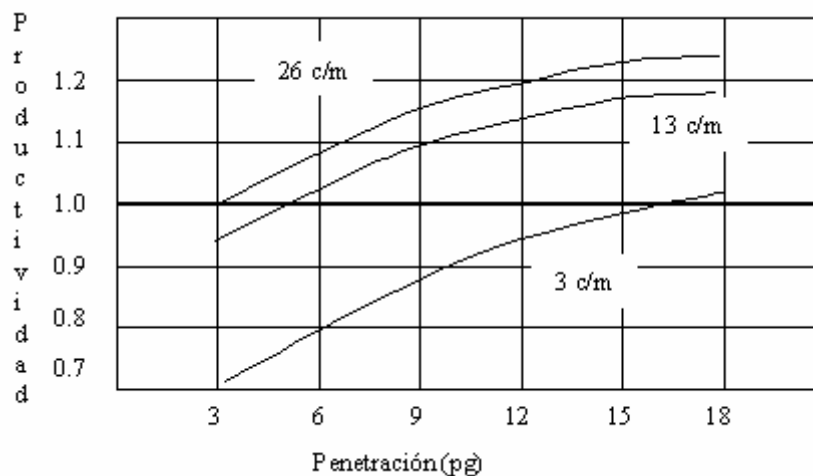


Figura 2.13. Componentes de la carga, y proceso de la detonación. (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.)

**Efecto de la penetración y la densidad de cargas en la relación de productividad.**

En la (*Figura 2.14*) se muestra el efecto que tiene la penetración de los disparos y la densidad de cargas sobre la productividad del pozo. En un ejemplo se puede observar, que para obtener una productividad de 1 con 13 [cargas/m] se requiere una penetración menor a 6 [pg] y para una densidad de 3 [cargas/m] se requiere una penetración mayor de 15 [pg].



**Figura 2.14. Relación de la productividad con respecto a la penetración y la densidad elegida. (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.)**

**Efecto de la fase.**

La fase angular entre perforaciones también es importante, debido a que se causan reducciones significativas en la relación de productividad de hasta un 12% al pasar de un sistema de 0° a uno de 90°. En la siguiente gráfica se puede observar que para un sistema de 0° y una penetración de 6 [pg] se obtiene una productividad de 0.9, mientras que para un sistema de 90° se obtiene una productividad de 1.02; lo que representa el 11%. (*Figuras 2.15, 2.16*)

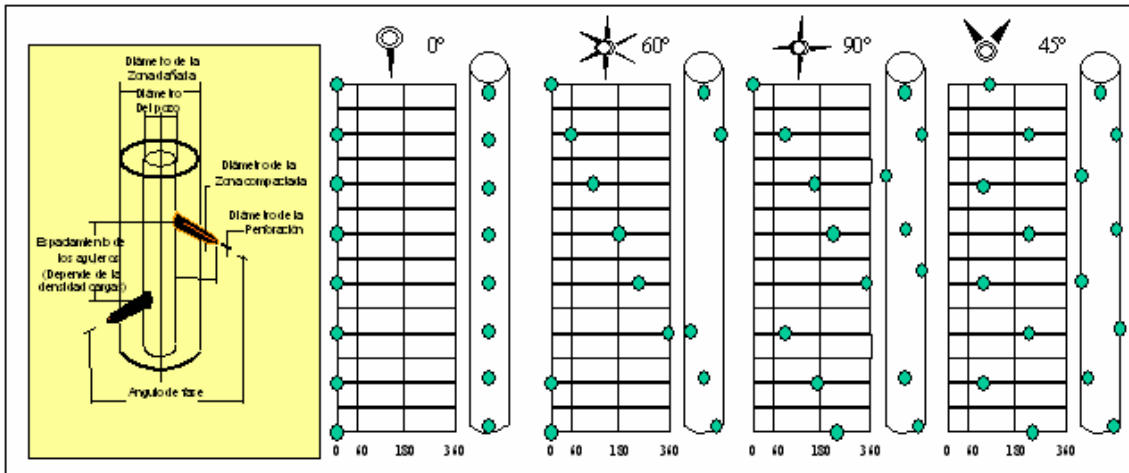


Figura 2.15. Los modelos para la densidad de cargas para 0, 60, 90 y 45°. (UN SIGLO DE PERFORACIÓN EN MÉXICO)

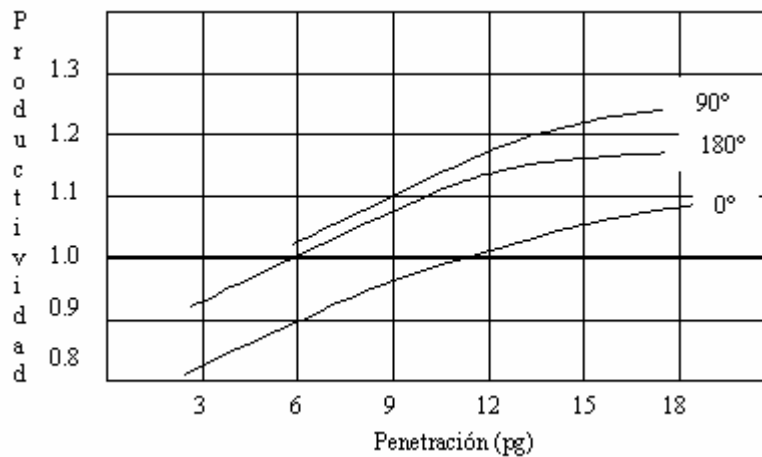


Figura 2.16. La relación de la productividad con la penetración, para distintas fases (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.).

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la terminación de un pozo, y más en particular en los disparos, son las siguientes:

- Taponamiento de la formación por residuos de la explosión de los disparos, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Ingreso de partículas sólidas a los poros de la formación por una alta presión hidrostática, superior a la de yacimiento, condiciones de sobre balance.

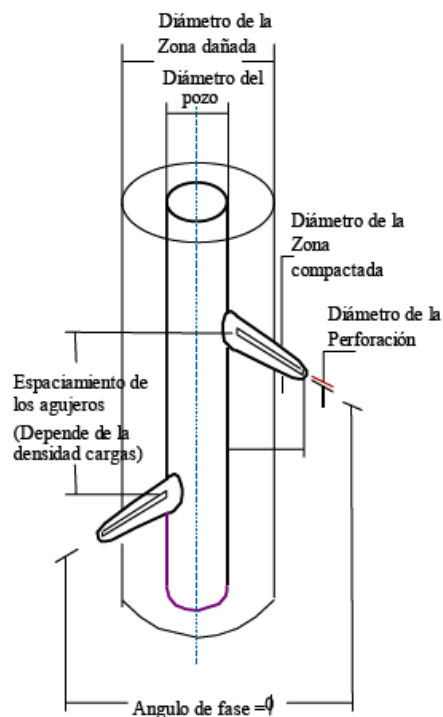
### II.4.3. DISEÑOS DE LOS DISPAROS

Al planear un trabajo de disparos se deben de considerar, el estado mecánico del pozo, el tipo de formación y las condiciones de presión esperadas después del disparo.

Factores importantes en el comportamiento de un sistema de disparos son: densidad de cargas, penetración, fase (ángulo entre disparos) y diámetro de agujero, estos son conocidos como factores geométricos (**Figura 2.17**).

El estado mecánico del pozo, determinara el diámetro máximo de las pistolas y la forma de llevar las mismas hasta la formación productora (Cable, tubería Flexible, tubería de Producción, etc.).

Las características de la formación tales como; Profundidad, Litología, Parámetros de Formación (Densidad, Resistencia compresiva, Esfuerzo efectivo, Permeabilidad, Porosidad, etc.) dan inicio del comportamiento de la pistola en el pozo.



**Figura 2.17. Factores geométricos a considerar en el diseño de los disparos. (UN SIGLO DE PERFORACIÓN EN MÉXICO)**

### Desempeño de las cargas.

La penetración que proporcionan las pistolas disminuye al aumentar la resistencia compresiva de la formación.

Thompson en 1962 desarrollo un método para calcular la penetración en los disparos.

$$Pen = (Pen_{sup}) e^{(0.086(C_r - C_f))} \dots\dots\dots 2e$$

Donde:

Pen Penetración.

- Pen<sub>sup</sub> Penetración en superficie, según API RP 43.  
 Cr Compresibilidad en superficie en condiciones de prueba, [psi<sup>-1</sup>]  
 Cf Compresibilidad de la formación. [psi<sup>-1</sup>]

Las condiciones posterior al disparo son las que dan la pauta para decidir en que forma es que se llevara a cabo el disparo, y esto se refiere, a las condiciones de balance, sobre balance o bajo balance, los cuales a su vez están influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

En una terminación sobrebalanceada, la presión de formación es menor que la hidrostática en el pozo, esta diferencia de presión puede ocasionar que los agujeros se taponen con residuos de cargas al momento del disparo. Por otro lado en una terminación bajo balanceada, la presión de formación es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el pozo, en este caso los residuos de las cargas y la zona comprimida por el disparo pueden ser expulsados del agujero; las condiciones de balance son difíciles de lograr y en este caso no tienen una gran aplicación.

Por lo anterior mencionado, en un aspecto general se recomiendan las condiciones de bajo balance debido a la limpieza en los conductos. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy significativas provoca aportación de partículas finas de la formación hacia el pozo.

La magnitud de la presión diferencial, para disparar en condiciones de bajo balance, depende directamente de la permeabilidad de la formación adyacente, y el tipo de fluido de terminación empleado.

A continuación se muestra la forma en como se calculan los valores de presión diferencial optima de forma empírica para pozos de aceite y gas.

Para pozos de Aceite 
$$P_{dif} = \frac{2500}{k^{0.17}} \dots\dots\dots 2f$$

Para pozos de Gas 
$$P_{dif} = \frac{3500}{k^{0.37}} \dots\dots\dots 2g$$

Donde:

- P<sub>dif</sub> Presión diferencial [lb/pg<sup>2</sup>]  
 k Permeabilidad de la formación [md]

**Pasos prácticos para realizar la operación de disparos de manera óptima<sup>11</sup>.**

- 1.- Seleccionar la pistola con base en la carta API RP-43. Corregir los resultados de los datos de las pruebas API de a cuerdo con la resistencia a la compresión de la formación que se va a disparar.



2.- El claro de las pistolas debe ser considerado en cada operación para optimizar la penetración y el tamaño del agujero. Las pistolas para disparar a través de las tuberías están normalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero cuando no están desfasadas. Si estas pistolas son detonadas con claros mayores a cero, la penetración estimada debe de corregirse por el claro de la pistola y por la resistencia a la compresión de la formación.

3.- En medida de lo posible disparar con fluidos limpios, libres de sólidos, no dañantes y manteniendo una presión diferencial hacia el pozo.

4.- En calizas o dolomías, puede ser conveniente disparar en HCl o ácido acético, con una presión diferencial a la formación.

5.- Cuando se dispare con lodos relativamente sucios debe de reconocer que:

Los tapones de lodo o sedimentos no son fácilmente removibles.

6.- Usar Software técnico para el diseño de disparos, ya que gracias a él, de manera sencilla se realiza el diseño de los disparos para escoger el tipo y la pistola, densidad de las cargas, la fase, la penetración y el diámetro del agujero optimo.

Entendiendo de manera general, se puede concluir que la técnica de disparos bajo balance suele ser la más recomendada para minimizar el daño. Sin embargo existen algunas aclaraciones respecto a esta técnica que se explican con más detalle a continuación.

#### **II.4.4. DISPAROS BAJO BALANCE<sup>14</sup>**

La optimización de la producción o de la inyección demanda diseños de terminación cuidadosos, planeación previa a los trabajos e implementación en el campo, para obtener disparos conductores limpios que se extiendan más allá del daño de la formación, penetrando en la roca inalterada del yacimiento.

Lamentablemente, los disparos con explosivos no sólo atraviesan la tubería y el cemento sino también pulverizan los granos de roca de la formación generando una zona triturada de baja permeabilidad en la formación alrededor de las cavidades de los disparos. Este proceso también deja algunos detritos residuales de la detonación dentro de los túneles de los disparos. El rebote elástico de la formación alrededor de los túneles recién creados genera daño por las vibraciones adicionales de los disparos y el material suelto.

La técnica de disparar con un bajo balance de presión es la técnica más difundida de optimización de las terminaciones disparadas. Este método establece una presión estática de pozo antes de los disparos, que es inferior a la presión de la formación adyacente. Según la teoría convencional, la oleada inicial (flujo instantáneo) originada por una reducción de la presión de poro en la región vecina al pozo mitiga el daño de la zona triturada y barre la totalidad o parte de los detritos que se encuentran en los túneles de los disparos.

Mediante pruebas de laboratorio, realizadas por científicos de Schlumberger se descubrió que el bajo balance estático por si solo no garantiza la obtención de disparos limpios. Los resultados indicaron que lo que realmente rige la limpieza de los disparos son las fluctuaciones producidas en la presión del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas huecas y no la diferencia de presión inicial como se pensaba anteriormente.

El proceso PURE utiliza operaciones de disparos diseñadas a la medida de las necesidades, cargas huecas especiales y configuraciones de pistolas diseñadas con un fin específico, para generar un alto nivel de bajo balance dinámico, partiendo de bajos balances o sobre balances de presión moderados.

Esta técnica, PURE, es aplicable a portacargas, o pistolas, operados con cable o con línea de acero, y a sistemas de pistolas bajados con tubería flexible o con la tubería de producción, ya sea en terminaciones de pozos verticales o muy inclinados, incluyendo los pozos horizontales.

Las cargas huecas constan de cuatro componentes básicos: el iniciador de la detonación y los explosivos principales, el revestimiento cónico y un casco. La cavidad cónica y el Liner minimizan la penetración a través de la tubería de revestimiento de acero, el cemento y la roca. Al detonar las cargas, el revestimiento colapsa y se forma un chorro de alta velocidad de partículas de metal fluidizado (*Figura 2.18*). Las ondas de choque generadas por los disparos y la presión de alto impacto fragmentan los granos de la roca, descomponen la cementación de minerales intergranulares y producen la pérdida de adherencia de las partículas de arcilla, creando una zona triturada de baja permeabilidad en la formación, alrededor de los túneles de los disparos. Los disparos dañan la permeabilidad local fundamentalmente porque trituran el material de la formación impactado por el chorro y reducen los tamaños de las gargantas de los poros.

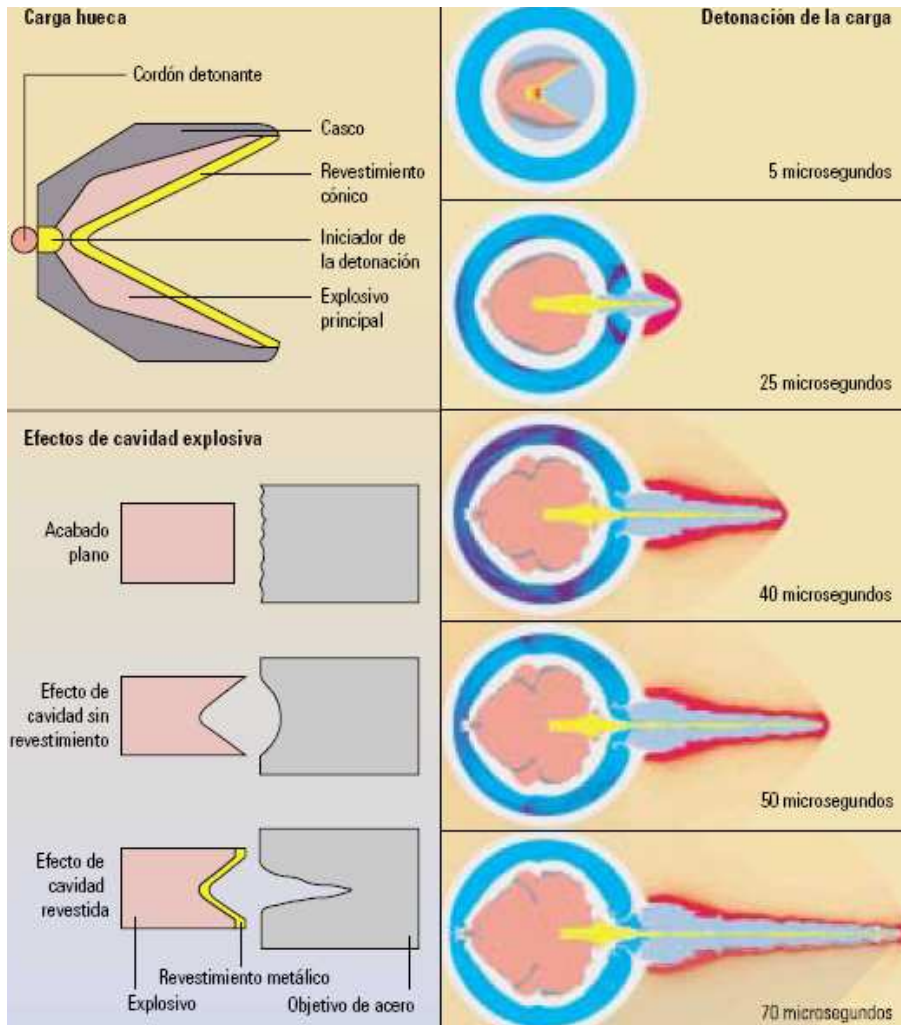


Figura 2.18. Proceso de disparo en cargas huecas. © Schlumberger.

Las fotomicrografías muestran la roca sin dañar y las microfrazuras en la zona triturada (Figura 2.19).

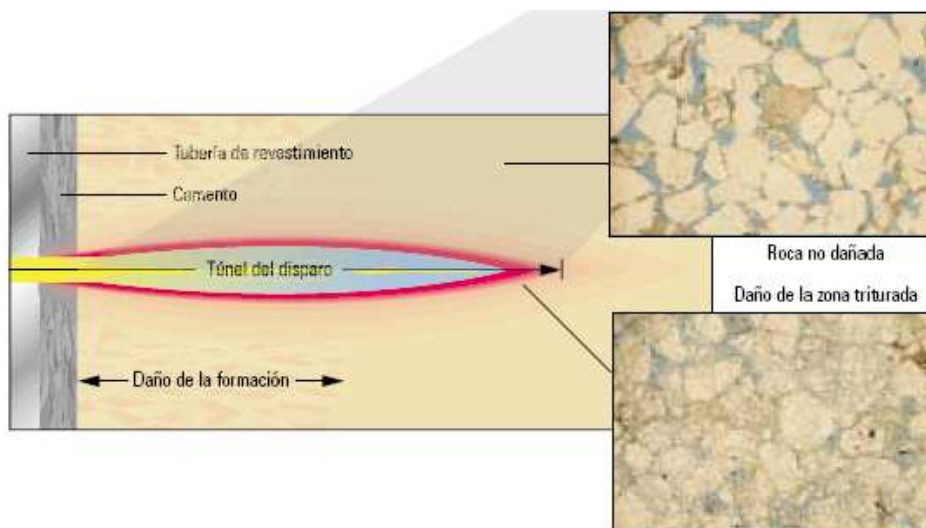


Figura 2.19. Operaciones de disparos y daños producidos por los disparos. © Schlumberger.

Después de las operaciones de disparos en condiciones de sobre balance o balance y antes de la limpieza, los túneles de los disparos son taponados por la roca fracturada y los detritos, quedando rodeados por una zona triturada de baja permeabilidad (*Figura 2.20. extremo superior*). Antes de la introducción de las operaciones de disparos PURE, la teoría convencional sostenía que la oleada inicial generada por una diferencia de presión estática—presión del pozo inferior a la presión de la formación—en el momento de los disparos eliminaba el daño de la zona triturada además de la totalidad o parte de los detritos de los túneles de los disparos (*Figura 2.20. extremo inferior*).



**Figura 2.20. Operaciones de disparos con sobre balance y bajo balance de presión. ©Schlumberger.**

Inmediatamente después de la detonación de la carga, la presión de poro cae y los fluidos de yacimiento se descomprimen alrededor de los nuevos disparos, provocando un súbito influjo de fluido. Este golpe de presión instantáneo reduce la invasión de las gargantas de poros por los fluidos y sólidos de la terminación, afloja la roca dañada y elimina parte del material suelto de los túneles de los disparos.

Las pruebas de laboratorio indican que el cuidado en la turbulencia no es una condición necesaria para eliminar el daño provocado por los disparos. Una teoría sugiere que la limpieza de los disparos está más relacionada con el arrastre del fluido viscoso durante la oleada inicial. No obstante, la mayoría de los datos indican que se necesitan valores de bajo balance de presión más altos que los utilizados habitualmente en el pasado, para minimizar o eliminar efectivamente el daño de los disparos. Los bajos balances subóptimos pueden generar regímenes de flujo variables por cada disparo y diferentes grados de eliminación del daño.

Las fuerzas dinámicas, diferencia de presión y arrastre, son más pronunciadas inmediatamente después de detonar las cargas. Éste es el punto de partida para el desarrollo de ecuaciones semiempíricas relacionadas con el bajo balance de presión y el daño de los disparos, o daño mecánico, a partir de conjuntos de datos históricos. Los factores clave son la máxima diferencia de presión transitoria y el posterior arrastre provocado por el flujo de fluidos.

Las investigaciones más recientes indicaron que la ruptura por cizalladura (esfuerzo de corte) de la zona triturada, y no la erosión debida a la oleada inicial, elimina el daño causado por los disparos. La ruptura por cizalladura depende de la resistencia de la roca y del esfuerzo de formación efectivo. A su vez, los esfuerzos de corte se relacionan con la magnitud de la diferencia de presión existente durante las operaciones de disparos en condiciones de bajo balance. Por lo tanto, el bajo balance de presión controla la limpieza, pero la magnitud requerida depende de la resistencia de la roca más que de su permeabilidad.

### **Investigación experimental.**

Los investigadores recolectaron datos de presión con resolución de un microsegundo (rápido) y con resolución de un milisegundo (lento) bajo condiciones de fondo de pozo simuladas para comprender mejor las presiones transitorias resultantes. En la primera serie de pruebas, los investigadores dispararon cuatro núcleos de arenisca Berea estándar con cargas huecas idénticas y un bajo balance inicial de presión de 1000 [psi] (*Figura 2.21*).

En otra serie de pruebas, se dispararon tres núcleos Berea similares a los cuatro primeros con un sobre balance de presión estática de 500 [psi] (*Figura 2.22*).

En cada prueba, la presión del pozo simulada aumenta después de registrarse impulsos transitorios extremadamente rápidos asociados con la propagación de las ondas de choque, y luego disminuye a medida que los líquidos ingresan en las pistolas usadas. La presión del pozo aumenta nuevamente a medida que los fluidos de yacimiento fluyen hacia el interior del pozo y el fluido del pozo de campo lejano se descomprime (*Figura 2.21 y 2.22*).

Se obtuvieron imágenes por rayos X de cada núcleo mediante tomografía computada (CT), después de la ejecución de las operaciones de un sólo disparo y una vez concluidas las pruebas de flujo. Estos barridos CT proporcionaron un análisis cualitativo de las longitudes y las condiciones de los disparos, (*Figura 2.23*).

Por otra parte, se analizó la eficiencia de flujo en los núcleos (CFE) para evaluar cuantitativamente los efectos del bajo balance dinámico, (*Figura 2.23*).

El parámetro CFE mide la relación entre el flujo en régimen estacionario, a través de un núcleo disparado, y el flujo teórico a través de un agujero perforado de iguales dimensiones que los disparos. Un código numérico de diferencias finitas patentado por Schlumberger permite calcular el flujo a través de un agujero perforado porque el mismo núcleo no puede ser disparado y perforado.

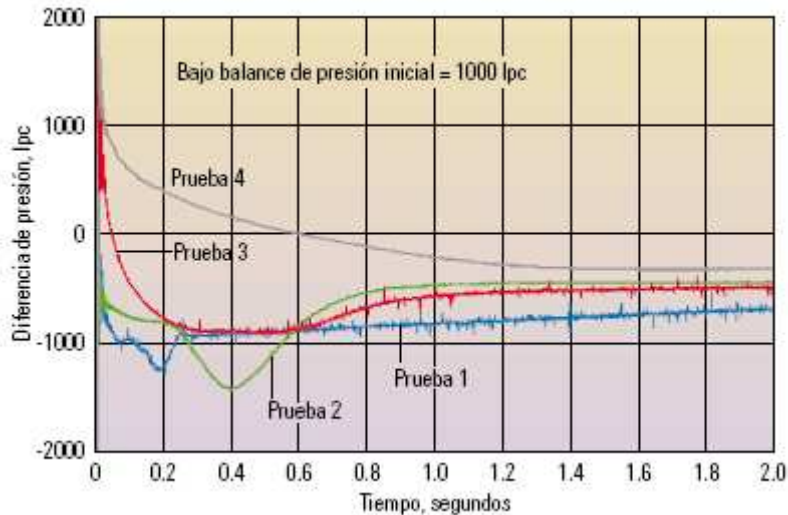


Figura 2.21. Pruebas de un solo disparo con bajo balance estático inicial de 1000 [psi] para 4 muestras. Partiendo de un bajo balance estático inicial de 1000 [psi], el bajo balance dinámico máximo en las Pruebas 1 a 4 osciló entre 200 y 1300 [psi]. En cada prueba, con núcleos estándar similares y cargas idénticas, la presión del pozo aumentó inmediatamente después de la detonación, pero las cuatro pruebas mostraron diferentes respuestas de la presión a través del tiempo. En las Pruebas 1 y 2 se alcanzaron valores de bajo balance de presión dinámicos superiores a las presiones diferenciales estáticas iniciales y se mantuvieron en esas condiciones a lo largo de todo el desarrollo de la prueba. Las Pruebas 3 y 4 demostraron un breve período de sobre balance y una lenta declinación hasta alcanzar un bajo balance de presión. Las condiciones de bajo balance estático no eran indicativas de las presiones del pozo durante la ejecución de los disparos o del grado de limpieza de los mismos. ©Schlumberger.

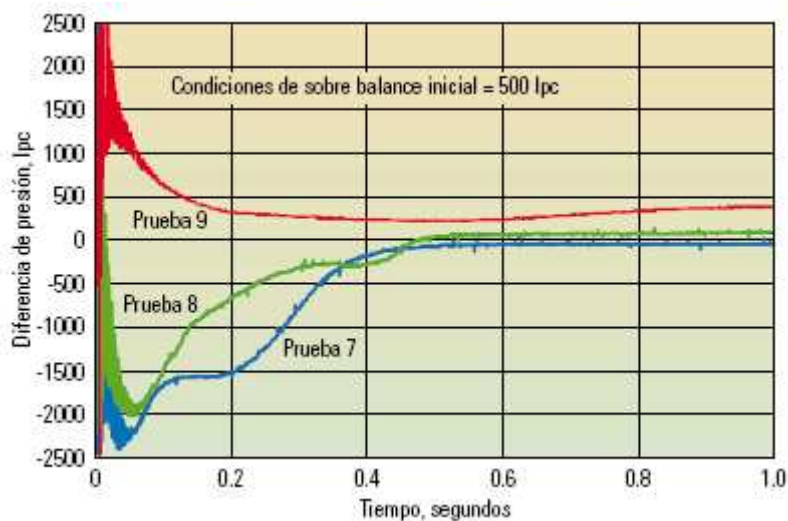
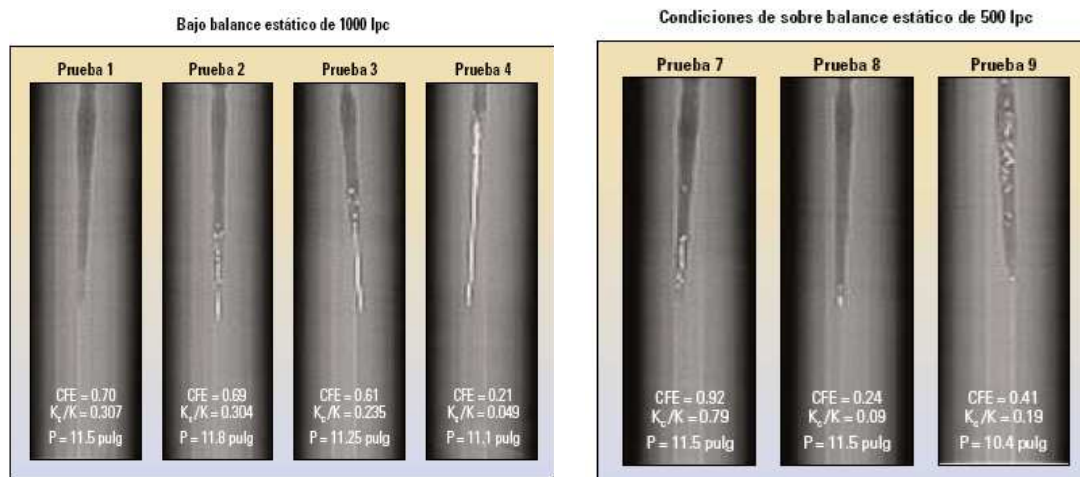


Figura 2.22. Pruebas de un solo disparo, en condiciones de sobre balance estático inicial de 500 [psi] para 3 muestras. En las Pruebas 7, 8 y 9 se utilizaron núcleos y cargas similares a las de las Pruebas 1 a 4 inclusive, pero estas pruebas comenzaron con condiciones de sobre balance estático inicial de 500 [psi]. En la Prueba 9, la presión del pozo simulada aumentó hasta alcanzar 2500 [psi] después de la detonación de la carga y se mantuvo en condiciones de sobre balance. Inmediatamente después de la detonación, las presiones del pozo en las Pruebas 7 y 8 cayeron bruscamente a 2400 [psi] y 2000 [psi], respectivamente. La Prueba 7 conservó un bajo balance de presión a lo largo de toda su duración pero la Prueba 8 pasó a condiciones de sobre balance en forma repentina (efecto de ariete hidráulico) a los 0.45 segundos, taponando el túnel de los disparos. Estos resultados indicaron que podían lograrse un bajo balance dinámico efectivo a partir de condiciones de sobre balance estático inicial. ©Schlumberger.





**Figura 2.23. Barridos mostrados en (CT) de un núcleo disparado y análisis de productividad para (CFE) y ( $K_c/K$ ). Las cuatro pruebas de un solo disparo con bajo balance de presión (*izquierda*) y las tres pruebas de un solo disparo en condiciones de sobre balance (*derecha*) demostraron que la productividad de los disparos depende de algo más que las condiciones estáticas iniciales del pozo. Las profundidades de los disparos (P) son similares para las dos series de pruebas, lo que indica la alta calidad de las cargas huecas, pero difieren los detritos (material blanco) que quedan dentro de los disparos. Las Pruebas 1, 2 y 3 tienen una eficiencia de flujo en los núcleos (CFE) similar, pero no idéntica, porque este material suelto no deteriora significativamente la productividad del pozo. No obstante, el volumen de detritos es indicativo de la magnitud y la velocidad de la oleada inicial. El valor de CFE en la Prueba 4 indicó una baja productividad debido al prolongado tiempo necesario para alcanzar una presión baja en condiciones de bajo balance. Las condiciones de sobre balance existentes durante las Pruebas 8 y 9 parecen haber causado daños. La Prueba 7 alcanzó el nivel más alto de un bajo balance dinámico y el mejor valor de (CFE) de todas las pruebas, incluyendo las cuatro realizadas con un bajo balance estático. Los investigadores llegaron a la conclusión de que las respuestas de las presiones transitorias máximas del pozo inciden directamente en las variaciones de la productividad de los núcleos disparados. Los valores más altos de la relación entre la permeabilidad de la zona triturada y la permeabilidad de la formación ( $K_c/K$ ) son mejores. ©Schlumberger.**

El valor de bajo balance de presión necesario para eliminar completamente el daño inducido por los disparos es de aproximadamente 2400 [psi] para los núcleos Berea bajo estas condiciones de prueba. En consecuencia, el valor de CFE promedio de 0.67 para las primeras tres pruebas se ajustan bastante bien a las expectativas para bajos balances de presión de 1000 [psi]. Los bajos balances de presión dinámica pronunciados, (más de 2400 [psi]), alcanzados durante la Prueba 7, que se inició con un sobre balance estático de 500 [psi], se tradujeron en un valor de CFE de 0.92. Este nivel de productividad del núcleo disparado fue mejor que el logrado en cualquiera de las pruebas efectuadas en condiciones de bajo balance estático.

Ahora, la limpieza del daño de los disparos parece estar directamente relacionada tanto con un bajo balance dinámico máximo como con la velocidad de la oleada inicial instantánea, no con la presión estática inicial del pozo; ya sea en condiciones de bajo balance, balance o sobre balance de presión.

Los resultados y las conclusiones de este proyecto sugirieron un nuevo procedimiento de limpieza de los disparos y sirvieron de base para el desarrollo de una nueva técnica

de disparos. Este proceso PURE establece configuraciones de pozos y pistolas únicas para optimizar la brusca caída de presión, o un bajo balance dinámico, que tiene lugar después de la detonación de la carga.

La innovadora tecnología PURE optimiza los diseños de las pistolas, los tipos de cargas y la configuración de las terminaciones, lo que se traduce en disparos limpios. La técnica PURE provee control sobre el valor verdadero del bajo balance porque toma en cuenta las propiedades del yacimiento, los parámetros de la terminación y las configuraciones de las pistolas. Este enfoque ayuda a los operadores a lograr un bajo balance dinámico y disparos más efectivos.

La terminación de pozos resulta de importancia vital para el daño a la formación, pues se tendrá por primera vez, comunicación de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo de forma controlada dependiendo del tipo de terminación elegida, sin embargo en esta etapa también se presenta el daño por disparos e invasión de fluido de terminación, una vez más la decisión de prevenir debe ser la premisa para atacar este suceso negativo, con fluidos de terminación limpios y con un diseño correcto de disparos que no obturen el espacio poroso de la formación.

## **II.5. PRODUCCIÓN**

La producción de hidrocarburos como objetivo principal de la industria petrolera, busca maximizar las ganancias y reducir costos operacionales. Esta producción debe de satisfacer necesidades económicas de proyectos, pero esto se debe de lograr sin dejar de lado aspectos importantes sobre el cuidado del yacimiento, aspectos técnicos que pueden decidir si un pozo se cierra ó se mantiene produciendo.

Algunas veces los yacimientos que son expuestos a altos gastos de producción o lo que se traduce en elevadas caídas de presión en el yacimiento, se encuentran relacionados a fenómenos adversos.

La producción de los pozos generan cambios en las propiedades termodinámicas en la vecindad del pozo, provocando desequilibrios en los fluidos, aceite, agua y gas, con la consecuente precipitación y depositación de sólidos orgánicos e inorgánicos, generando taponamientos en las gargantas del poro y generando el daño a la formación.

La migración de las partículas finas de la formación, areniscas, en formaciones deleznable, provocan taponamientos de los canales de flujo, esto se provoca por el ritmo de producción que se maneje en el pozo.<sup>5</sup>

La reducción en la presión de yacimiento durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. Y se presentan casos en que pueden reducir la permeabilidad de la formación. Hay arcillas específicas que pueden favorecer la deposición de materiales orgánicos en el sistema poroso o la precipitación de soluciones salinas muy saturadas como el  $\text{CO}_3\text{Ca}$ ,  $\text{SO}_4\text{Ca}$ .



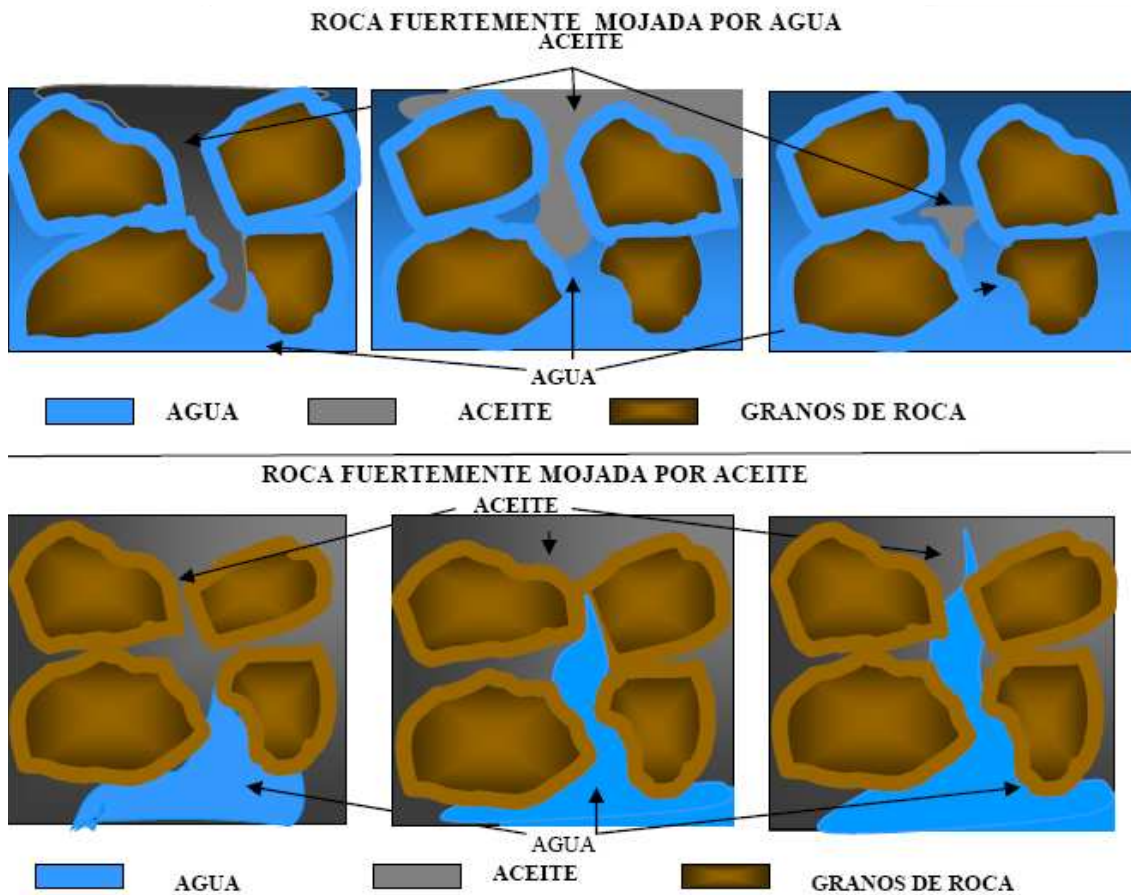


Figura 2.24. Sistemas agua - aceite, que presentan mojabilidad al agua (arriba) y al aceite (abajo).  
(TESIS: FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS)

La deposición de asfáltenos en las gargantas de los poros pueden afectar de forma significativa, ya que la roca pasa a estar mojada por aceite en lugar de por agua, (Figura 2.24), que es como usualmente y preferentemente ocurre para el flujo de aceite en forma ideal, esto disminuye de forma significativa la permeabilidad al aceite (Figura 2.25), y, bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión.

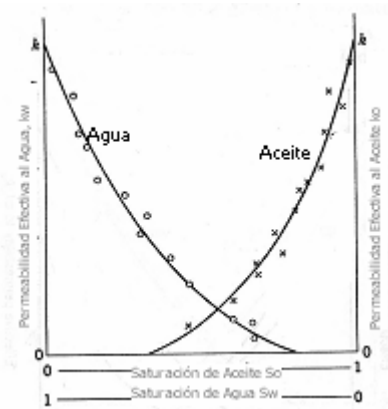


Figura 2.25. Grafica de permeabilidades relativas en un sistema Aceite - Agua. (T. E. W. NIND. FUNDAMENTOS DE PRODUCCION Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS.)

Cuando la caída de presión es excesiva en yacimientos productores de gas y condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío, ocurriendo una destilación in-situ de los componentes más ligeros, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas.

En pozos de aceite, la conificación de agua y gas provoca la reducción en la producción del aceite, e incluso siendo una de las causas más comunes para cierre de pozos.

La producción de un pozo siempre será la finalidad de los procesos anteriores, y cabe recordad que la prevención del daño al yacimiento en esta etapa no debe ser descartada, ya que los ritmos de producción acelerados, provocan caídas de presión excesivas, que generaran cambios químicos en los fluidos al producir, así como aportación de finos, y en algunas veces, taponamiento por dichos sólidos en movimiento.

## **II.6. FENÓMENOS FÍSICOS INVOLUCRADOS EN EL DAÑO A LA FORMACIÓN**

Hasta este punto, se han explicado las operaciones que generan daño de igual manera estas operaciones llevan relacionadas fenómenos físicos más amplios y complejos que se han estudiado para llegar a comprender de mejor manera la minimización del daño a la formación y la posterior maximización de la producción.

Fenómenos físicos que intervienen en el daño a la formación:<sup>4</sup>

- Taponamiento por partículas sólidas
- Reducción de permeabilidad relativa
- Alteración de la mojabilidad de la roca
- Alteración de la viscosidad de los fluidos

### **II.6.1. TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS SÓLIDAS**

Dentro de los más comunes tipos de daño se encuentra el taponamiento por partículas sólidas, causado por componentes sólidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación y estimulación, así como efectos químicos que ocurren durante la producción y generan sólidos obturantes.

Los sólidos mencionados quedan perpetrados a través del espacio poroso, provocando un taponamiento parcial o incluso total, que impide el flujo de los fluidos del yacimiento, y por lo mismo un daño muy severo a la permeabilidad de la formación.

Como ya se había mencionado en el daño por perforación, el daño por partículas sólidas, se limita a unos pocos centímetros. Sin embargo es mucho más difícil de remover, y depende de algunos factores de entre los que se encuentra el tamaño de partículas y de poros.

Dentro de las partículas sólidas más comúnmente relacionadas con el daño, se encuentran las siguientes:

- Parafinas y asfaltenos.
- Arcillas.
- Agentes densificantes, viscosificantes y minimizadores de pérdidas de circulación.
- Agentes Ferrosos por desgaste de la barrena.

### **II.6.1.1. PARAFÍNAS Y ASFALTENOS**

Las parafinas y asfaltenos son componentes de muchos aceites crudos. El depósito de parafinas y asfaltenos en equipo superficial y de fondo es uno de los mayores problemas en las operaciones de producción. Dicha depositación depende de la composición del aceite crudo, de la profundidad del pozo, temperatura de la formación, caída de presión, y procedimientos de producción. Cualquier depósito orgánico asociado con la producción de aceite es usualmente llamado parafina o cera parafinica. Mientras que los compuestos de la parafina son el mayor componente de estos depósitos, usualmente son una mezcla de parafinas y asfaltenos. Muchos crudos con densidad baja en °API tienen asfaltenos como su principal componente.<sup>5</sup>

Las razones más significantes para la separación de parafinas del aceite crudo son:

1. El enfriamiento que se presenta por la expansión del gas a través de un orificio o restricción.
2. El enfriamiento resultado de la expansión del gas, forzando el aceite desde la formación hacia el pozo y levantándolo hacia la superficie.
3. El enfriamiento debido a la radiación del calor del aceite y gas hacia las formaciones adyacentes debido al flujo desde el fondo hasta la superficie.
4. El enfriamiento debido a que el gas disuelto comienza a liberarse del aceite.
5. El cambio en la temperatura por un acuífero activo.
6. La pérdida en volumen y cambio en la temperatura debido a la vaporización de los componentes ligeros.

Las condiciones anteriores son resultado del enfriamiento del aceite, la cual es la primera causa de la depositación de parafinas.

Debido a que las características de las parafinas y asfaltenos varían significativamente de yacimiento en yacimiento, los problemas en la producción y sus posibles soluciones también variarán. La remoción de parafinas y métodos de remoción que son efectivos en un sistema de producción no son siempre aplicables en otros yacimientos o incluso en distintos pozos dentro del mismo yacimiento.

Es posible de clasificar los problemas asociados con asfaltenos en 4 grupos generales<sup>15</sup>:

- Extracción
- Transportación

- Procesamiento
- Ganancia económica del crudo

Con respecto a la extracción, los asfáltenos tienen una gran capacidad de depositarse en los espacios porosos y bloquearlos, provocando una reducción en la permeabilidad y un importante decremento en el flujo de salida del aceite.

Cuando se transporta petróleo a través de tuberías metálicas y equipo en general, estos compuestos tienden a precipitar y provocar la formación de sólidos conocidos como “lodos asfaltenicos”, los cuales se depositan, provocando una obstrucción al libre paso del flujo del crudo. Cuando este tipo de lodos se encuentran, solventes como el tolueno y xileno son aplicados para disolver dicho lodo.

Durante el procesamiento se presenta el mismo fenómeno que en la transportación, teniendo un costo superior su remoción.

Con respecto a la ganancia económica por el crudo, depende de la composición química, de tal manera que un crudo con un contenido de asfáltenos entre 18 y 22 % se considera como crudo pesado y por lo tanto una menor calidad del producto. Debido a que esto representa mayor dificultad en la extracción y refinación, las ganancias económicas se ven disminuidas.

#### **II.6.1.2. ARCILLAS<sup>5</sup>**

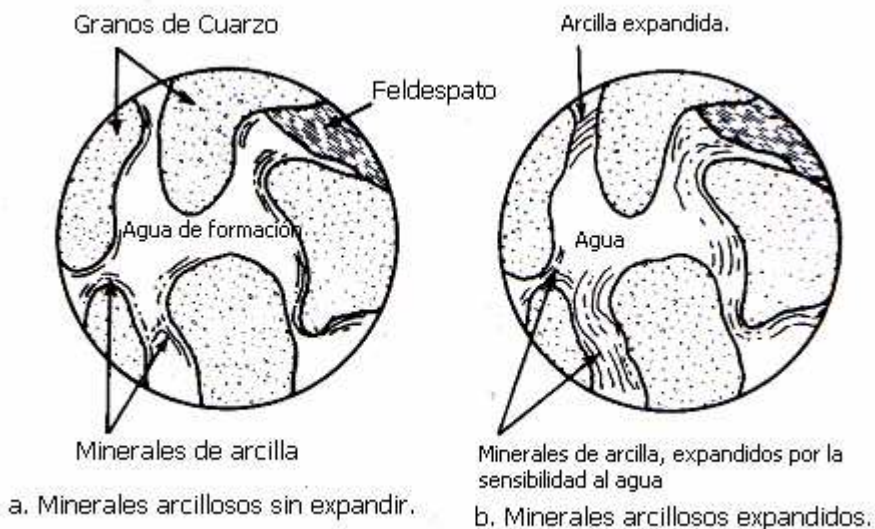
Casi todas las arenas productoras contienen depósitos de arcilla algunos como capas intercaladas y algunos otros con distribuciones más erráticas. Las rocas carbonatadas también contienen arcillas, Sin embargo, frecuentemente esas arcillas son encapsuladas dentro de la matriz de la roca y los fluidos invasores no afectan severamente. Una arena que contiene de 1 a 5 % de arcilla es usualmente llamada “arena limpia”. Una “arena sucia” puede llegar a tener desde 5 o más de 20% de arcilla.

Las arcillas más comúnmente relacionadas con zonas de hidrocarburos son las smectitas (bentonita), ilita, capas mezcladas de arcillas (ilita y smectita), kaolinita, y clorita.

Los paquetes de arcilla son frecuentemente concentrados en zonas de confluencia de granos arenosos y son aún más concentrados cerca de cuerpos lenticulares. La kaolinita es usualmente encontrada en puntos aislados; la smectita como manchas a lo largo del área donde se presentan; la ilita como vetas cercanas a esquistos lenticulares; y la mezcla de arcilla en cuerpos irregulares dentro del cuerpo arenoso.

Migración de la arcilla: Todos los tipos de arcilla son capaces de migrar cuando una fuente de agua externa altera el ambiente iónico. Los ejemplos más claros de dichas aguas son la pérdida de filtrado durante la perforación, cementación, durante operaciones de reparación, terminación y estimulación. En el caso de la smectita y las capas mezcladas de smectita con ilita, se presenta un cambio en el tamaño de la arcilla debido a su hinchamiento o por la retención del agua, provocando las probabilidades de su migración.

La (**Figura 2.26**) muestra partículas de arcilla en sistemas arenosos. Del lado izquierdo en condiciones estables, partículas sin expandirse, y del lado derecho en condiciones inestables, y con partículas expandidas.



**Figura 2.26.- Presencia de arcilla dentro de arenisca. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS VOLUME 2)**

Una partícula no hidratada de arcilla tiene un diámetro de alrededor 4 micrones comparada al tamaño de poro de las arenas de 10 a 100 micrones.

Debe recordarse que el gasto a altas velocidades por si solo (incluso sin cambio de las condiciones in situ) es suficiente para provocar la migración de las partículas.

Por lo anterior, en cualquier momento que una arcilla o cualquier fino de la formación se encuentre presente puede ocurrir una disminución de la permeabilidad presentándose el daño a la formación. El grado de dicho daño dependerá del tipo y concentración de las partículas arcillosas, su posición relativa a la roca, la severidad del cambio iónico dentro del ambiente, y del gasto del fluido producido o inyectado.

### **Estructura de la arcilla.**

Los cristales de las arcillas se presentan como delgadas láminas las cuales bajo condiciones normales de depositación son orientadas en forma de paquetes simulando cartas apiladas. El área de la superficie donde se encuentran los paquetes de las arcillas puede llegar a ser muy alto. La smectita dispersada puede llegar a tener una superficie de área de  $750 \text{ m}^2/\text{gm}$ , mientras que los granos de arena tienen una superficie de área de  $150 \text{ a } 200 \text{ cm}^2/\text{gm}$ .

La arcilla está constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratado, procedente de la descomposición de minerales de aluminio. Es decir que desde el punto de vista químico está compuesta de silicio (Si), aluminio (Al), oxígeno (O) e hidrógeno (H).

Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contenga, siendo blanca cuando es pura. Surge de la descomposición de rocas que contienen feldespatos, originada en un proceso natural que dura decenas de miles de años.

### **Efecto del agua.**

La smectita es la única arcilla que se hincha permitiendo la adsorción de agua entre las paredes de los cristales laminares. La mezcla de arcilla también se hinchará, por la presencia de smectita, pero la porción de illita tiende en mucho menor grado a hincharse. La kaolinita, clorita e illita pueden clasificarse como arcillas con un grado menor a hincharse. Sus cristales tienden a mantenerse en paquetes en lugar de dispersarse como los cristales de la smectita; sin embargo, si absorben cantidades de agua.

A continuación se explicarán 4 fenómenos que se presentan por la presencia de agua en las arcillas.

1.- Capacidad del cambio de catión. Todas las arcillas se encuentran negativamente cargadas. Con la smectita, estas cargas son predominantes en las caras de los cristales, mientras que en los bordes se encuentran positivamente cargados. La densidad de la carga negativa en un cristal de arcilla se conoce como la capacidad del cambio de catión de la arcilla. La smectita tiene una gran capacidad para el cambio de catión mucho mayor que cualquier otro tipo de arcilla.

2.- Hidratación de cationes. El hinchamiento de las arcillas en contacto con el agua se debe a la hidratación de cationes de la arcilla y enlace de hidrogeno. El grado de hinchamiento depende de la adsorción del catión en la arcilla y la cantidad de sales disueltas en el agua que está en contacto con la arcilla.

3.- Efecto del tipo de catión y su concentración. Cuando una arcilla smectita en equilibrio con una salmuera de la formación se encuentran en contacto con agua de una diferente salinidad, se presenta un cambio de catión. Este cambio de catión puede causar el cambio de tamaño de la partícula de arcilla.

4.- La dispersión de la arcilla debido a pH. Estudios con microscopios avanzados (Scanning electron microscopes) han confirmado el efecto del pH. en el disturbio de la partícula de arcilla. Las partículas de arcilla en espacios porosos del núcleo son significativamente alterados y por lo tanto se hacen movibles en contacto con un fluido de pH. de 8. Este efecto fue más notable cuando se trataba de un fluido de pH. de 10. Virtualmente no se notaron alteraciones con muestras de núcleos similares en contacto con fluido de pH. de 4.

### **II.6.1.3. AGENTES DENSIFICANTES, VISCOSIFICANTES Y MINIMIZADORES DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN**

Durante la perforación, se usan aditivos para el lodo de control para que mantenga sus propiedades reológicas, que muchas veces debido al tiempo de paro, altas temperaturas o presencia de fluidos de la formación, se ven disminuidas.

Sin embargo, muchos de los aditivos ingresados al lodo de perforación pueden ser líquidos, por lo que el problema que se presentaría sería la creación de reacciones

químicas con fluidos propios del yacimiento<sup>16</sup>, pero en el caso de sólidos, también pueden presentarse taponamientos por tratarse de partículas sólidas. Lo recomendable en este caso es mantener el fluido lo más limpio posible y si es necesario el uso de estos aditivos, usar aquellos que podamos remover en una etapa posterior, o en su caso tratar sin mayor problema en la etapa de producción.

El llevar el registro de los aditivos usando las profundidades de contacto, será de gran ayuda para el posterior análisis de daño a la formación por taponamiento de sólidos.

#### II.6.1.4. AGENTES FERROSOS POR DESGASTE DE LA BARRENA

Durante la perforación de zonas con una dureza mayor, el desgaste de la barrena (tínicas o de cortadores fijos) se hace más exhaustivo llevando en la corriente del lodo de perforación fragmentos sólidos que en muchas de las ocasiones se entranpan en la zona primaria conocida como enjarre, aunque si se fragmenta la barrena de forma muy fina por altos rpm y bajas tasa de penetración, se pueden hallar finos que se encuentran dentro de los poros por condiciones de sobrebalance que llevaron por inyección al fluido con sus sólidos involucrados.

Para seleccionar el tipo de barrena correcta para la litología adecuada, se usa un método de energía específica. Dicha energía específica no sólo es función de la litología a atravesar, sino que esta ligada con las condiciones de operación de la barrena.<sup>6</sup>

$$E_s = \frac{13415WN}{dR_p} \dots\dots\dots(2h)$$

Donde:

- W      Peso sobre barrena [ton]
- N      Velocidad de rotación [rpm]
- D      Diámetro de la barrena [pg]
- R<sub>p</sub>    Ritmo de penetración [min/m]

Factores que desgastan las barrenas:

Factores geológicos.- El factor más importante para la selección y operación de una roca, ya que materiales abrasivos en la roca son la causa del desgaste prematuro de toda la estructura de la barrena.

Factores operativos.- Estos factores deben ser diseñados de acuerdo con la geología a atravesar y la geometría del agujero. Los principales factores son:

1. Peso sobre barrena: A medida que la barrena perfora, los cortadores se van desgastando por lo que se requiere de más peso, si el peso aplicado no es el correcto, la barrena tendrá desgaste prematuro.
2. Limpieza en el fondo del pozo.- Una limpieza eficiente debe evitar embolamiento de la barrena y desgaste prematuro por exceso de temperatura por fricción.

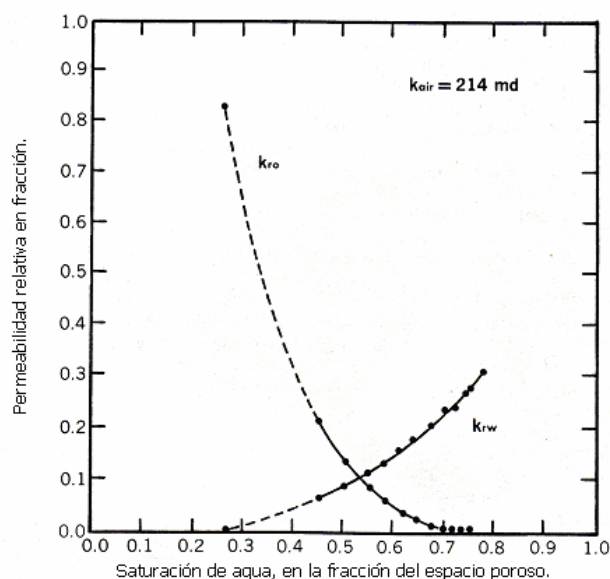
Manejo y transporte.- Sin importar el tipo de barrena debe de moverse su embalaje y colocarse sobre madera, nunca se debe rodar sobre la cubierta metálica del piso de perforación, sobre todo las de diamante pues son frágiles y los elementos de corte se pueden dañar y reducir la vida de la barrena.

Es necesario tener en cuenta la evaluación del desgaste de las barrenas usadas, el inicio y termino de la perforación, condiciones de operación, toberas, rpm, tasas de penetración, pérdidas de circulación, utilización de materiales de fondo, presencia de gases amargos, etc. Pues todas estas características servirán en el dado caso que se presente daño por partículas sólidas y puedas ser atribuido o no al caso del desgaste de la barrena.

## II.6.2. REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA<sup>5</sup>

Debido a la invasión del filtrado, barrido o conificación de agua de la formación se aumenta la saturación de agua en las cercanías del fondo del pozo. La invasión del filtrado es comúnmente nombrada como bloqueo por agua. La progresión en la afectación de la productividad del aceite depende del grado de saturación de agua y el radio de la zona afectada.

La (**Figura 2.27**) muestra una curva típica de permeabilidad relativa aceite-agua. La permeabilidad de éste núcleo en particular a un sólo fluido es de 214 [md]. La permeabilidad relativa de la fase no mojante (el aceite), se representa por la curva señalada como  $k_{ro}$ . La permeabilidad relativa de la fase mojante (agua) se representa por la curva señalada como  $k_{rw}$ . Con un sistema aceite-agua (siendo el agua la fase mojante), un aumento en la saturación de agua entre el 30 al 50 % reduce la permeabilidad al aceite de 135 [md] a 28 [md], como se muestra en este ejemplo.



**Figura 2.27.** Permeabilidad relativa, sistema aceite-agua. (Núcleo mojado por agua). (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS VOLUME 2)



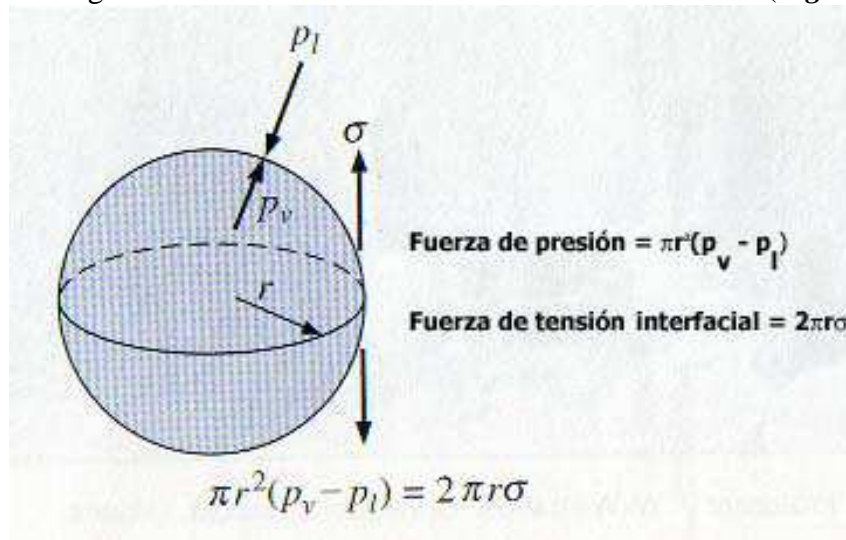
El fenómeno cuando la roca es mojada por aceite resulta del acarreamiento de materiales tensoactivos durante las operaciones de perforación y terminación o incluso en pozos que se sometieron a tratamientos con fluidos. La mayoría de surfactantes cationicos y algunos no ionicos causan que la superficie de las rocas sílice se vuelvan mojadas por aceite.

Del ejemplo de la (**Figura 2.27**) se cambia el sistema de mojado por agua a mojado por aceite, con una saturación de agua del 35%, reduciría su permeabilidad al aceite de 100 [md] a tan solo 40 [md]. De nuevo, el efecto de este cambio de productividad depende del radio afectado así como de la reducción de la permeabilidad relativa al aceite. Los antecedentes indican que las más significativas reducciones en la permeabilidad ocurren en las rocas con menor permeabilidad.

### II.6.3. ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA

La mojabilidad es la capacidad que posee un líquido para aumentar el área de contacto sobre una superficie dada. La mojabilidad es una función del tipo de fluido, tensión interfacial y de la superficie sólida.

La tensión interfacial es la fuerza que tiende a reducir el área de contacto entre dos fases existentes en contacto. La energía interfacial se obtiene de la diferencia entre la atracción interior de las moléculas en el interior de cada fase y estas en la superficie en contacto. La energía interfacial se manifiesta como tensión interfacial (**Figura 2.28**).



**Figura 2.28. Diagrama de fuerzas para deducir la tensión interfacial. (ARTICULO: ADSORCIÓN Y MOJABILIDAD)**

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la roca.<sup>17</sup>

También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante (**Figura 2.29**).

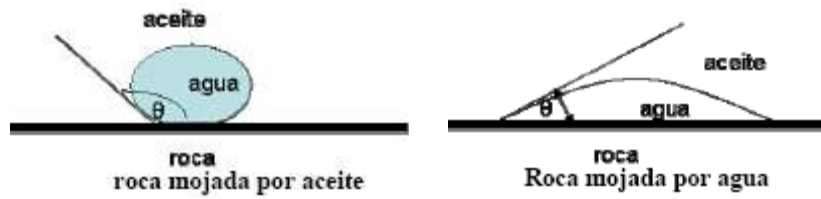


Figura 2.29. Superficie mojada por agua y aceite, el ángulo de contacto cambia por la tensión interfacial distinta. (ARTICULO: ADSORCIÓN Y MOJABILIDAD)

Para poder medir la mojabilidad se usa el método de medición de ángulo de contacto, el cual está basado en la ecuación de Young<sup>18</sup> (Figura 2.30).

$$\sigma_{SV} = \sigma_{SL} + \sigma_{LV} \cos \theta \dots\dots\dots(2i)$$

Donde:

$\sigma_{SV}$  : Es la tensión interfacial del sólido con el vapor.

$\sigma_{SL}$  : Es la tensión interfacial del sólido con el líquido

$\sigma_{LV}$  : Es la tensión interfacial del líquido con el vapor.

$\theta$ : Es el ángulo de contacto medido de la tangente que forma el líquido con el sólido.

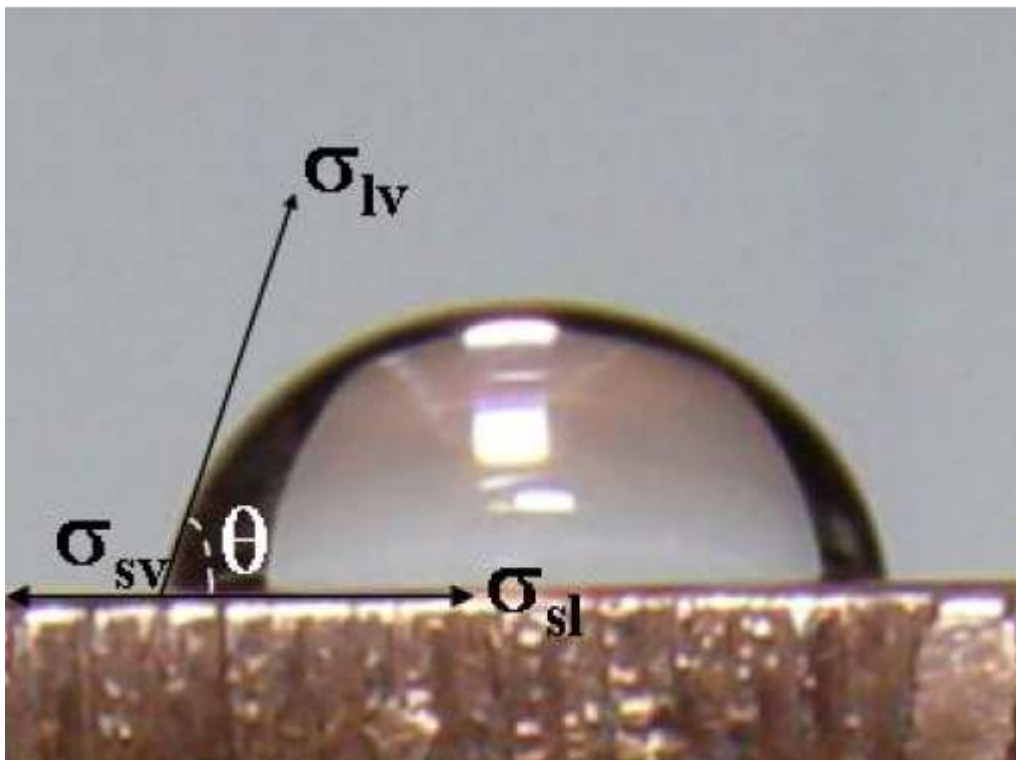


Figura 2.30. Ejemplo de medición de las variables en el laboratorio por el método de Young. (ARTICULO: ADSORCIÓN Y MOJABILIDAD)

El ángulo que se denomina *ángulo de contacto*. Cuando  $\theta < 90^\circ$ , el fluido moja al sólido y se llama fluido mojante. Cuando  $\theta > 90^\circ$ , el fluido se denomina fluido no mojante.

La alteración en la mojabilidad de la roca se presenta por cambios en la saturación de los fluidos en la formación que provoca que el área mojada por agua o por aceite cambie, y las permeabilidades relativas al fluido de interés (aceite o gas) disminuyan y se manifiesten los bloqueos por emulsión como se explico anteriormente.

En la etapa de producción, se hablo sobre las fuerzas y fenómenos que se presentan durante los cambios de presión y temperatura debido al gasto producido, se presentan depositaciones de asfáltenos que afectan de forma significativa pues la roca pasa a estar mojada por aceite en lugar de por agua, fenómeno que favorece el bloqueo por emulsión.

#### **II.6.4. ALTERACION DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS**

El taponamiento de la formación se puede presentar debido a presencia de emulsiones en los poros.

En flujo radial, los alcances sobre la reducción de la productividad dependen de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Emulsiones de agua en aceite generalmente exhiben viscosidades mucho más altas que las viscosidades de las emulsiones de aceite en agua.

Evidencia actual indica que difícilmente, el aceite y agua originales del yacimiento crean bloques de emulsión. Dichas emulsiones probablemente ocurren cuando el aceite es inyectado a la formación y emulsiona con agua congénita o en el otro caso, el agua proviene de una fuente externa y comienza a mezclarse con el aceite de la formación. Usualmente, se necesite de energía para que se forme una emulsión, y un mecanismo estabilizador es requerido para mantener dicha emulsión. Esa energía necesitada proviene de la restricción del flujo que tiene como recorrido las áreas cercanas al fondo del pozo donde el flujo de todas las direcciones convergen y se mueven hacia los disparos.

Las emulsiones se estabilizan por materiales tensoactivos y por pequeñas partículas sólidas como lo son los finos de la misma formación, arcillas provenientes de fluidos de perforación o terminación, o partículas sólidas de hidrocarburos.

Surfactantes cationicos (inhibidores de corrosión y sarro, biocidas, e incluso destructores de emulsiones) usualmente tienden a estabilizar las emulsiones de agua en aceite.

La presencia y características de los finos contribuyen significativamente a la estabilidad de la emulsión. Estos finos se presentan por las características de la formación, o bien pueden ser liberados por efecto de un tratamiento de estimulación o cuando se tiene la formación en contacto con un fluido externo. Generalmente la

mojabilidad de las partículas finas es un factor importante en la estabilidad de las emulsiones y en la determinación de la fase continua de la emulsión. Partículas finas fuertemente mojadas por agua tienden a disminuir la estabilidad de la emulsión.

La mojabilidad de la formación es un factor significativo en la estabilidad de la emulsión. Las emulsiones exhiben mucha mayor estabilidad y viscosidad en formaciones fuertemente mojadas por aceite. En experimentos de laboratorio se comprobó que aceites crudos ligeros tienen mayor capacidad de formar emulsiones con salmueras en capilares, incluso cuando no hay agitación o mezcla de fluidos. El mismo tipo de crudo, normalmente con contenido significativo de asfáltenos pueden también desarrollar una película dura de material orgánico entre el aceite crudo y la salmuera o la solución ácida. Ambas, la emulsión espontánea y la película orgánica pueden ser un problema de bloqueo para la producción. Dicho bloqueo puede ocurrir en los espacios porosos de la formación cuando una solución acuosa entra en la roca y subsecuentemente el fluido permanece en condiciones estáticas por un periodo de tiempo.

Los bloques de emulsión exhiben un comportamiento similar al efecto de una válvula check, el cual se puede detectar en la comparación entre las prueba de inyectividad y productividad.

La formación de emulsiones se puede prevenir usualmente por la correcta selección de tratamientos con surfactantes. <sup>5</sup>