

# OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN DE POZOS



5  
UNIDAD

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015

TATIANA PÉREZ - MAYCOL SUÁREZ



## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	3
1. PÉRDIDA DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO. ....	4
2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....	8
2.1 DEFINICIÓN Y GENERALIDADES .....	8
2.2 FLUIDOS FRACTURANTES .....	14
3. ACIDIFICACIONES .....	16
3.1 ÁCIDOS .....	16
4. FRACTURAMIENTO POR ACIDIFICACIÓN. ....	19
4.1 SELECCIÓN DE FLUIDOS DE FRACTURA Y ADITIVOS .....	20
5. RECAÑONEO.....	22
6. CONTROL DE ARENA. ....	24
6.1 ALGUNAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA.....	26
6.2 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA .....	29
7. OTRO TIPO DE ESTIMULACIONES.....	42
BIBLIOGRAFÍA.....	45

## INTRODUCCIÓN

La operación de estimulación en un pozo es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirvan para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación. Los objetivos de una estimulación son:

- Para pozos productores: Incrementar la producción de hidrocarburos.
- Para pozos inyectores: Aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor.
- Para procesos de recuperación secundaria y mejorada: optimizar los patrones de flujo.

La estimulación en los pozos tiene como objetivo el mejoramiento de la productividad o inyectabilidad de los mismos, el éxito de esta operación depende de las condiciones en las que se encuentren los pozos, por lo que es de gran importancia conocer los parámetros que controlan la productividad de los pozos antes de decidir si es conveniente o no realizar una estimulación para mejorar la producción. Para que exista un pozo petrolero se requiere de tres condiciones: que exista hidrocarburo, que la formación que lo contenga permita el paso del mismo a través de la roca y que se tenga energía suficiente para propiciar su flujo hacia el pozo. Las características inmersas en las condiciones anteriores son los parámetros que controlan la productividad de los pozos y si se conocen con precisión se podrá determinar si es conveniente o no realizar una estimulación.

## 1. PÉRDIDA DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO.

En un pozo productor, la ecuación de Darcy (Ecuación 1) en su forma más sencilla puede usarse para conocer la respuesta de un pozo, además esta representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde S es matemáticamente un valor adimensional.

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wfreal})}{\mu \left\{ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right\}}$$

Ecuación 1. Ecuación de Darcy

Cada uno de los términos de esta ecuación afectará la productividad de un pozo, los parámetros que pueden cambiarse en esta son la permeabilidad K y el efecto skin o daño S, por lo que estos son los principales parámetros que afectan la productividad de un pozo. Cabe aclarar que un valor bajo de permeabilidad o un valor grande del efecto skin propiciarán una baja productividad del pozo. En cuanto a:

**La permeabilidad**, hay una probabilidad muy baja de que esta pueda incrementarse para lograr obtener una mayor productividad, cuando esta es baja como por ejemplo menos de 10 md, la posibilidad de incrementar la productividad es a través de una estimulación por fracturamiento, (se produce un cambio en el patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento).

**Un valor grande de S**, es consecuencia de un daño causado en la cara del pozo, consecuencia de las operaciones de perforación, completamiento o cementación del mismo. Esta alteración es posible disminuirla (valores negativos) o eliminarla (obtener un valor de cero) a través de la estimulación matricial. En cualquier caso, la estimulación reduce el efecto skin y el mejoramiento de la productividad se da

gracias al incremento del radio del pozo. En la Tabla 1 se muestra una relación entre los valores de daño y la condición en la que se encuentre el pozo.

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos y se puede presentar en cualquier etapa de la vida de un pozo. El proceso de la perforación es el primero y más importante origen del daño, el cual puede ser incrementado al momento de la cementación de las tuberías de revestimiento, en las operaciones de completamiento o reparación de pozos, hasta inclusivamente por la misma estimulación. El contacto o invasión de materiales extraños a la formación son factores que propician el daño, al igual que alterar las características originales de los fluidos del yacimiento o la de los minerales de las rocas. Es importante prevenir o minimizar el daño para evitar costosos gastos en la búsqueda de su remoción.

Tabla 1. Valores típicos de S, según la condición del pozo

Condición del pozo	Valor del daño verdadero a la formación, S
Altamente dañado	$S > + 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Fuente: ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. p.7.

- *Operaciones durante las cuales se produce daño:* entres estas se encuentran las siguientes:
  - 1) *Perforación:* desde que la broca entra al pozo hasta que alcanza la profundidad deseada, se expone toda esta zona a los lodos de perforación (contienen

agentes densificantes y aditivos químicos, los cuales son muy dañinos) y a las diferentes operaciones que afectan la producción del pozo, ya que se presenta una interacción del lodo con los fluidos y minerales de las rocas y una invasión de sólidos tanto del fluido de perforación como de los recortes de la broca.

- 2) *Cementación:* las lechadas de cemento pueden producir alto filtrado lo que conlleva a que se invada la formación con los sólidos de esta, los fluidos lavadores y espaciadores y otros productos químicos contenidos en la lechada, los filtrados de lechada con alto pH sobre todo cuando entra en contacto con las salmueras de la formación que tengan alta concentración de calcio pueden propiciar una precipitación de sales. Cada una de estas alteraciones mencionadas pueden ser fuentes potenciales de daño en un pozo.
- 3) *Terminación:* en esta etapa se llevan a cabo operaciones como control y recementaciones (inyección forzada de fluidos y sólidos), limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, se induce el pozo para su producción, cañoneo de la zona de interés (procurar usar un fluido de control limpio que sea libre de sólidos) entre otras. Cuando se cañonea los túneles creados por esta operación se llenan de detritos de las cargas explosivas, de la tubería de revestimiento y la propia formación.
- 4) *Estimulación:* esta operación debe ser diseñada con cuidado para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra la formación, dejen residuos por alguna precipitación o incompatibilidad con los fluidos de la formación, ya que estos efectos causan daños difíciles de remover. Los fluidos ácidos de estimulación son una de las mayores fuentes que causan daño, ya que al inyectar un ácido los productos de corrosión de la tubería se disuelven y son llevados a la formación, igualmente estos productos químicos y los surfactantes pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, causar precipitaciones, entre otras.

- 5) *Limpieza*: los solventes y productos químicos que se usan para remover parafinas, asfaltenos, u otros materiales entran en contacto con la zona productora y alteran la mojabilidad de la roca o se pueden propiciar daños por su incompatibilidad.
- 6) *Reparación de pozos*: el daño es originado por la misma causa que en la terminación de un pozo, exceder la presión contra las zonas de producción ocasiona pérdidas de productividad.
- 7) *Producción*: los túneles que se forman por el cañoneo pueden llegar a taparse con sólidos que emigran a la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo, si es una formación de arena poco consolidada este daño se hace mayor. Se pueden presentar precipitaciones orgánicas de asfaltenos o parafinas o inorgánicas como sales y en los pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrograda que ocasiona bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.
- 8) *Inyección de agua*: cuando el agua no se encuentra tratada puede ocasionar daños, ya que puede contener solidos o sales que no son compatibles con el agua de formación.
- 9) *Inyección de gas*: debido al flujo turbulento que este ocasiona en las instalaciones esto ocasiona un efecto de barrido de la grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que pueden taponar los poros del yacimiento, igualmente el gas que es inyectado puede contener productos químicos, residuos de lubricantes lo que conlleva a la reducción de la permeabilidad al gas y su inyectividad.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México: 1991. p.1-17.

## 2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

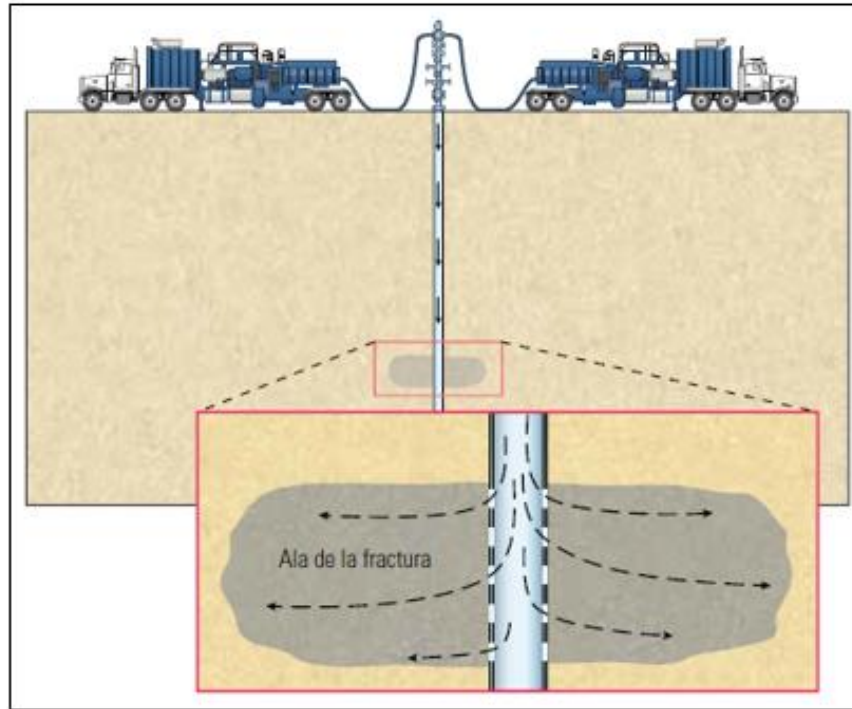
### 2.1 DEFINICIÓN Y GENERALIDADES

La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección es limitada por la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios producidos en la región vecina al pozo, esto como resultado de las diferentes operaciones que se llevan a cabo en un pozo. El fracturamiento hidráulico es también conocido como estimulación hidráulica y es la encargada de mejorar el flujo de los hidrocarburos o la productividad de los pozos mediante la creación de fracturas en la formación, las cuales conectan al yacimiento con el pozo. La implementación de esta técnica mejoró la viabilidad económica de los pozos en algunos campos productores, gracias a las ventajas que esta proporciona. Esta técnica de estimulación consiste en generar en la roca reservorio una fractura induciendo presión por medio de la inyección de un fluido viscoso o fracturante, este fluido es bombeado a presiones que exceden la presión de fractura de la formación como se muestra en la Figura 1. Las líneas punteadas representan el bombeo continuo del fluido el cual hace que la fractura se extienda y forme estructuras llamadas alas.

Para lograr acceder a la zona que se quiere tratar, primero se colocan tapones recuperables con el fin de aislar la zona seleccionada de las demás zonas que se encuentran abiertas. Luego, esta zona se presuriza hasta alcanzar la presión de ruptura de la formación o presión de iniciación de fractura, el cual es el punto en el cual la roca se rompe y se forma una fractura. En la superficie, una caída repentina de la presión indica la iniciación de la fractura, a medida que el fluido fluye hacia la formación fracturada. Después de iniciar la fractura se presuriza la zona hasta la presión de propagación de la fractura, que es mayor que la presión de cierre de la fractura, la diferencia entre estas dos da como resultado una presión neta la cual representa la suma de la caída de la presión por fricción más la resistencia a la propagación de la punta de la fractura.



Figura 1. Propagación de una fractura



Fuente: Oilfield Review. Vol.23, No.3. Schlumberger, otoño de 2011. p.4.

La presión neta controla el crecimiento de la fractura y mantiene separadas sus paredes, generando un ancho suficiente para permitir el ingreso de la lechada de fracturamiento compuesta de fluido y apuntalante (sólidos que mantienen abierta la fractura después de que se interrumpe el bombeo). Una vez que se detiene el bombeo, las presiones que existen dentro de una fractura decrecen a medida que los fluidos fluyen de regreso al pozo o mientras se pierden en la roca yacimiento, esta caída de presión permite que la fractura se cierre nuevamente, por lo que para asegurar que estas permanezcan abiertas se inyectan materiales adicionales, cuyo uso depende de la litología.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos de fracturamiento hidráulico. En: Oilfield Review. Vol.25, No.2. Schlumberger, verano de 2013. p. 57-58.

Durante el fracturamiento hidráulico, se bombean dos sustancias principales:<sup>3</sup>

- 1) Los apuntalantes; son partículas que mantienen abiertas las fracturas y las preservan para facilitar la producción, entre más grandes y más esféricas sean estas partículas forman empaques más permeables o empaques con más conductividad. Los apuntalantes evolucionaron de materiales crudos como las cáscaras de nuez, a arenas naturales y esferas de alta resistencia hechas de cerámica o bauxita.
- 2) La otra sustancia son los fluidos de fracturamiento; estos deben ser lo suficientemente viscoso para crear y propagar una fractura y además transportar el apuntalante hacia el interior de la fractura. Estos fluidos pasaron de los aceites gelificados a las soluciones a base de polímeros. Los rompedores se utilizan para descomponer el polímero, reducir la cantidad de residuo de este y mejorar la conductividad.

El fluido utilizado se introduce por los poros y canales permitiendo que estos últimos queden abiertos, esto ocurre una vez se haya liberado la presión de inyección y así la fractura se comporta como un canal de alta conductividad entre el yacimiento y el pozo permitiendo un elevado mejoramiento en la capacidad de producción.

El tamaño y la orientación de una fractura y la presión necesaria para crearla se determinan por el campo de esfuerzos locales de la formación, el cual puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales: el esfuerzo de sobrecarga o vertical,  $\sigma_v$  (causado por el peso de la roca que suprayace un punto de medición), los esfuerzos horizontales mínimo y máximo ( $\sigma_{Hmax}$  y  $\sigma_{Hmin}$ ) son los otros dos esfuerzos principales, los cuales se muestran en la Figura 2.

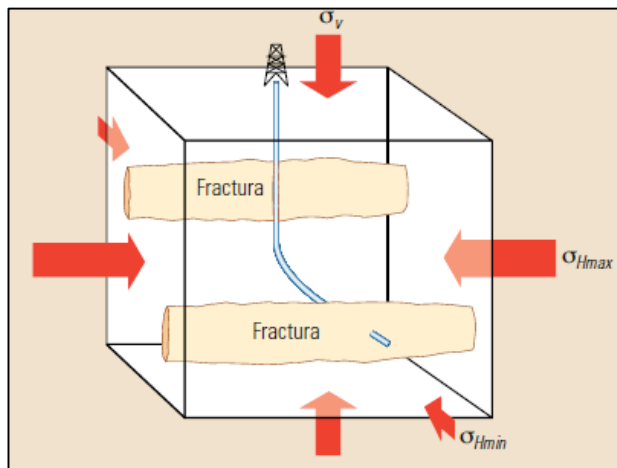
---

<sup>3</sup> D' HUTEAU, Emmanuel, *et al.* Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En: Oilfield Review. Vol.23, No.3. Schlumberger, otoño de 2011. p. 7.

Las fracturas se abren en la dirección del esfuerzo principal mínimo y se propagan en el plano de mayor esfuerzo y de esfuerzo intermedio. La orientación de estos esfuerzos se determina por el régimen tectónico de la región y la profundidad, la presión del poro y las propiedades de las rocas, que definen como se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones. Los esfuerzos locales son los que controlan la orientación y la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas.<sup>4</sup>

- Objetivos del fracturamiento hidráulico
  - 1) Mejorar la producción
  - 2) Desarrollar reservas adicionales
  - 3) Sobrepasar zonas altamente dañadas
  - 4) Reducir la deposición de asfaltenos
  - 5) Conectar sistemas de fracturas naturales
  - 6) Incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo
  - 7) Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área
  - 8) Reducir la necesidad de perforar pozos horizontales

Figura 2. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas



Fuente: Oilfield Review. Vol.25, No.2. Schlumberger, verano de 2013. p.57.

<sup>4</sup> NOLEN-HOEKSEMA. Op. cit., p. 57-58.

- Aplicaciones del fracturamiento hidráulico
  - 1) *Aumento en la producción:* este se da como consecuencia de la creación de una fractura, la cual se convierte en un canal de flujo donde entre mayor sea la fractura mayor será la productividad y el daño alrededor de la zona fracturada tiene un menor efecto en la producción, pero si este es dado en la cara del pozo, si representa un efecto mayor en la producción del pozo.
  - 2) *Corrección del daño a la formación:* el daño a la formación consiste en la reducción de la permeabilidad en los alrededores de la cara del pozo, esto ocurre debido a los sólidos que se depositan en los canales de flujo y los taponan impidiendo el flujo de los fluidos, también debido al hinchamiento de las arcillas que ocurre cuando hay presencia de filtrado con baja salinidad, lo cual conlleva a la disminución de la permeabilidad, entre otros.
  - 3) *Desarrollo comercial de yacimientos con baja permeabilidad:* en los campos donde la permeabilidad de la formación es muy baja se usa esta técnica de estimulación, lo cual implica el uso de 50.000 a 500.000 galones de fluido fracturante y de 100.000 a un millón de libras de material de soporte. A este tipo de operación se le conoce como fracturamiento hidráulico masivo y su propósito es exponer una gran área de la formación para permitir el flujo hacia el pozo.
  - 4) *Inyección de fluidos a la formación:* en yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requiere implementar pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y permitir la producción, en este tipo de yacimientos las fracturas permiten incrementar la capacidad de inyección de los pozos inyectoros.
- *Evaluación de pre-fracturamiento y programa de bombeo:* el objetivo de llevar a cabo esta evaluación es definir si el yacimiento es un buen candidato para ser fracturado, lo cual implica determinar la factibilidad tanto técnica como

económica para diseñar la operación del fracturamiento. En este punto es importante tener en cuenta el objetivo por el cual se aplica el fracturamiento.

El MiniFrac o Mini Fracturamiento es un fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, con un volumen menor pero representativo del tratamiento principal, es decir, al mismo caudal y con el mismo fluido de fractura, aunque con poca cantidad de apuntalante. Esta operación se realiza con el fin de determinar parámetros operativos como: presión de fractura, eficiencia del fluido fracturante, presión de cierre, tiempo de cierre de la fractura, estimar la altura de esta, entre otras. Esta información permite prediseñar el fracturamiento principal ya que para llevarlo a cabo se debe tener en cuenta la selección de los fluidos a usar, el tipo y tamaño del agente apuntalante, el equipo de bombeo requerido y la preparación del programa de bombeo, el cual se describe a continuación:

- 1) *Precolchón*: es el fluido gelificado o no gelificado que se bombea antes del fluido de fracturamiento. Si antes de comenzar el tratamiento, la tubería contiene fluido, este será bombeado y se considerará como un precolchón.
- 2) *Colchón*: es un fluido gelificado que se bombea antes de agregar el agente de soporte, entre sus funciones están: generar una grieta de ancho suficiente que permita el ingreso del agente de soporte, absorber las mayores pérdidas por filtrado y reducir así las pérdidas del fluido con agente de soporte y mantener el agente alejado de la punta de la fractura para evitar arenamiento.
- 3) *Dosificación del agente de soporte*: es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta.
- 4) *Desplazamiento*: cuando se termina el bombeo del agente de soporte, se vuelve a bombear fluido limpio con la finalidad de desplazar la mezcla fluido/agente de soporte que pueda quedar en la tubería de producción.

## 2.2 FLUIDOS FRACTURANTES

Son los fluidos que permiten transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su ruptura, permitiendo estimular la producción de gas y aceite. Para lograr una estimulación exitosa se deben tener en cuenta algunas propiedades como las siguientes:

- Debe ser compatible con el material de la formación.
- Debe ser compatible con los fluidos de la formación.
- Debe ser capaz de suspender el apuntalante y transportarlo en lo profundo de la fractura.
- Debe ser capaz a través de su propia viscosidad de desarrollar la fractura con el ancho necesario para aceptar el apuntalante.
- Debe ser un fluido eficiente.
- Debe ser fácil de remover de la formación.
- Debe permitir una baja fricción.
- La preparación de los fluidos debe ser simple y fácil para desarrollarla en campo.
- Debe ser estable para que pueda mantener su viscosidad a lo largo del tratamiento.
- Debe ser económicamente rentable.

Actualmente se cuenta con diferentes tipos de fluidos fracturantes, cada uno de estos tiene propiedades físicas y químicas diferentes. La magnitud en el incremento de la producción resultante de un fracturamiento hidráulico depende en gran manera del fluido seleccionado. A continuación se describen algunos de estos:

- 1) *Fluidos base agua*: el agua por lo general es usada como base del fluido fracturante, esta clase de fluidos posee excelentes propiedades para transportar el material de soporte y controlar el filtrado, son económicos y de fácil preparación, no representan ningún riesgo por combustión, fácilmente están disponibles y son fácilmente viscosificados y controlados.

Dentro de estos fluidos encontramos los polímeros viscosificantes; se usan para espesar el agua con el fin de servir de ayuda para transportar el apuntalante, decrecen la pérdida de flujo e incrementan el ancho de la fractura, dentro de este tipo de fluidos se encuentra la goma gur (polímero de alto peso molecular, de cadena larga, tiene alta afinidad con el agua, al agregarla al agua se hincha y se hidrata), la hidroxietilcelulosa (HEC), la goma xantana, los fluidos de nueva generación (son fluidos fracturantes ecológicos, que minimizan el daño del entorno y del yacimiento), entre otros.

- 2) *Fluidos base aceite*: los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico se realizaron con fluidos base aceite, el más común y que se encuentra disponible actualmente es una reacción del esterfosfato de aluminio y una base de aluminato de sodio, esta reacción crea una asociación la cual a su vez crea una solución que produce viscosidad en diésel o en sistemas de crudos de moderada a alta gravedad específica.

Entre este tipo de fluidos se encuentran los aceites refinados los cuales ofrecieron una serie de ventajas en el fracturamiento hidráulico y por mucho tiempo fue el fluido más común para llevar a cabo esta operación, la ventaja que estos poseen es el bajo costo, la disponibilidad y su fácil remoción de la fractura. Otro fluido es el aceite crudo; el cual ofrece una viscosidad de acarreo apropiada y se puede controlar su filtrado, una desventaja de este es la disponibilidad si no se encuentra en campo, este fluido es de fácil remoción, antes de iniciar su inyección es importante realizar un estudio detallado de este ya que se puede presentar incompatibilidades con la formación y generar daños severos a esta.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> CASTILLO, Karina y CASTRO, Mar. Propuesta de aplicación de fluido fracturante base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec, Veracruz. Trabajo de grado de Ingeniero Químico. México. Universidad Veracruzana. Facultad de Ciencias químicas. 2011. p. 7-15.

### 3. ACIDIFICACIONES

Como se muestra en la Figura 3 esta técnica de estimulación consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca, donde estas reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. El objetivo de esta operación es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo al igual que eliminar las obstrucciones presentes en este. En las formaciones de alta productividad la acidificación no solo se emplea para remover el daño sino también para estimular la productividad natural del pozo.

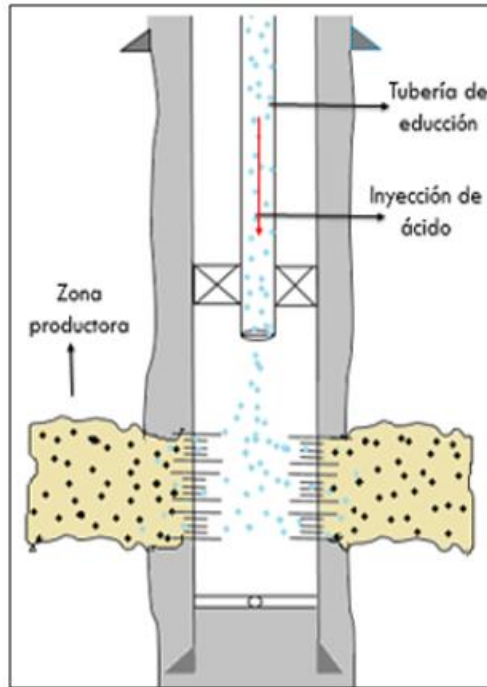
#### 3.1 ÁCIDOS

Son sustancias que se ionizan en iones hidrogeno y un anión, cuando están en solución en el agua. Los iones hidrogeno son los elementos activos que reaccionan con minerales disolviéndolos. Los ácidos son sustancias conocidas por su pH menor de 7, entre más completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, en iones hidrogeno y un anión, mayor poder de disolución tendrá el ácido. En la estimulación de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones, estas reacciones son procesos de cambios químicos entre el ácido y los minerales para dar productos de reacción.

Entre los ácidos más utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico. También se emplea la mezcla entre estos ácidos, otros que son usados para aplicaciones específicas son el ácido sulfámico y el cloroacético. Estos se describen a continuación:



Figura 3. Estimulación por acidificación



Fuente: Modificado de El pozo ilustrado pag. 186/189

- *Ácido clorhídrico (HCl)*: es el ácido más usado en la estimulación de pozos, este es una solución del gas cloruro de hidrogeno en agua, el cual se disocia rápidamente en ella dándole la condición de ácido fuerte, siendo esta su característica principal. Una desventaja de este es su alta corrosividad que puede ocasionar daños severos a las tuberías del pozo y al equipo, por lo que su uso se restringe a la aplicación de altas temperaturas, del orden de 300°F.

Comercialmente este ácido se encuentra disponible en concentraciones del orden del 32% en peso y se le conoce como ácido muriático. Además reacciona con rocas calcáreas compuestas por la calcita y la dolomita. En campo, el ácido clorhídrico se mantiene en tanques de almacenamiento.

- *Ácido fluorhídrico (HF)*: es el único ácido que permite la disolución de minerales silíceos como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo, entre otros. Igualmente este

reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de formación, causando precipitados insolubles por lo que es importante evitar esta reacción. Sus aplicaciones se restringen a la remoción de daños ocasionados por las arcillas.

En la industria química este ácido se encuentra disponible en soluciones acuosas del 40 al 70% de concentración en peso, en la industria petrolera para llevar a cabo la estimulación de pozos el ácido fluorhídrico se utiliza en solución con ácido clorhídrico, para las formaciones de alta temperatura este puede ser mezclado con ácidos orgánicos. Para evitar el contacto del HF con material calcáreo o salmuera de formación, se debe inyectar un volumen de este ácido que disuelva los carbonatos y desplace la salmuera de la zona en la que entrará el HF a reaccionar con los minerales, esto con el fin de evitar la precipitación.

- *Ácido acético*: fue el primer ácido orgánico utilizado en la estimulación de pozos, su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y lenta, este es usado en la remoción de incrustaciones calcáreas, en la estimulación de dolomías y calizas, con alta temperatura. Es fácil y seguro de inhibir, por lo que se usa como fluido de limpieza o de terminación antes de cañonear, también es usado como controlador de arcillas.
- *Ácido fórmico*: igual que el anterior también es un ácido orgánico solo que es más fuerte, su empleo principalmente es en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura y se encuentra disponible en forma líquida.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> ISLAS. Op. cit., p. 41-52.

#### 4. FRACTURAMIENTO POR ACIDIFICACIÓN.

Es una operación de estimulación de pozos en la cual se inyecta un ácido, por lo general HCl en una formación de carbonato a una presión por encima de la presión de fractura de la formación. La caliza y la dolomía se disuelven rápidamente en HCl, formando productos de reacción solubles en agua como cloruro de calcio y de magnesio, la tasa de disolución es limitada por la velocidad con la cual el ácido puede ser transportado hacia la superficie de la roca, este proceso de disolución produce la rápida formación de canales de forma irregular llamados agujeros de gusanos. Estos agujeros se disponen en forma radial desde los puntos en los que el ácido sale del pozo e ingresa en la formación, una vez estos se forman se convierten en los trayectos más permeables dentro de la formación y transportan el fluido durante la producción. Para que la estimulación sea efectiva los agujeros de gusano deben penetrar la zona de producción de una manera profunda y uniforme.<sup>7</sup>

Las consideraciones de diseño para el fracturamiento ácido de formaciones de carbonatos no son diferentes a las aplicadas en el fracturamiento con fluido propante o apuntalante, en este último caso una cantidad de propante es seleccionada para caracterizar el tamaño del tratamiento y en particular el tamaño del tratamiento optimizado. La cantidad de ácido para ser usado en este tratamiento puede ser determinado y con esta se puede fijar la longitud óptima de la fractura. Las propiedades de los fluidos disponibles pueden ser estudiadas para determinar si la fractura deseada puede ser creada. Una vez que la composición del fluido de fractura haya sido especificada, se puede conocer el costo de su inversión y la rentabilidad de esta se puede calcular. Su diseño se puede repetir para volúmenes de ácido diferentes y el mejor se puede seleccionar utilizando algún criterio económico. Es importante tener en cuenta que la longitud, la dirección y el número

---

<sup>7</sup> KHALID, Asiri, *et al.* Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. *En:* Oilfield Review. Vol.25, No.3. Schlumberger, otoño de 2013. p. 4-5.

de agujeros de gusanos dependen de la reactividad de la formación y de la velocidad con la que el ácido ingresa en la formación.

#### 4.1 SELECCIÓN DE FLUIDOS DE FRACTURA Y ADITIVOS

En un tratamiento de fracturamiento ácido, bien sea un ácido solo es inyectado dentro de la formación o un ácido precedido por un relleno de fluido viscoso para formar una amplia y profunda fractura.

- *Surfactantes rompedores de emulsión:* estos surfactantes son útiles para evitar emulsiones que tienden a formarse cuando el ácido y el material fino de la formación se mezclan con el aceite o crudo de la formación, estas emulsiones reducen drásticamente la permeabilidad efectiva a lo largo de la superficie de la fractura. Los surfactantes deben ser compatibles con los inhibidores de corrosión, polímeros y estabilizadores de arcillas.
- *Reductores de fricción:* son agentes de reducción de avance que pueden reducir la caída de presión por fricción para el agua, cantidades pequeñas de polímero como el poliacrilamidas pueden también reducir la pérdida de fricción de HCl.
- *Agentes secuestrantes de hierro:* en algunas formaciones, cuando el ácido reacciona puede formar un precipitado de hierro, para prevenir esta precipitación que puede dañar la permeabilidad de la formación o reducir la conductividad de la fractura, una pequeña cantidad de ácido orgánico es usualmente añadida para mantener el pH de la reacción de baja acidez. Estos agentes secuestrantes también son llamados estabilizadores, este tipo de aditivos solo se deben utilizar cuando se sabe que existe un problema de precipitación de hierro en un pozo o yacimiento.

- *Estabilizador de arcillas:* puesto que los ácidos se utilizan en el tratamiento de formaciones carbonatadas, los problemas de estabilización de arcillas no son tan graves.

El diseño de los fluidos de fracturamiento ácido es más difícil que para los fluidos de fracturamiento propano, porque las reacciones químicas que se presentan son más complejas. La longitud de la fractura atacada con ácido limita la efectividad de un tratamiento de fracturamiento por acidificación, esta longitud depende de las fugas y del consumo de ácido. Si las características de pérdidas de fluido del ácido son pobres, una fuga excesiva terminará la extensión de la fractura, de manera similar si el ácido se consume con demasiada rapidez la parte atacada con ácido de la fractura será demasiado corta. El principal problema en el fracturamiento por acidificación es el desarrollo de agujeros de gusano en la cara de la fractura, porque estos incrementan el área de superficie reactiva y causan fugas excesivas y rápido consumo del ácido. El fracturamiento por acidificación también se conoce como fractura ácida o tratamiento de fractura por ácido.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> SCHECHTER, Robert. Oil Well Stimulation. New Jersey: Editorial Prentice Hall, 1992.p.382-385. ISBN: 0-13-949934-2

## 5. RECAÑONEO.

Esta técnica es empleada en pozos donde existen problemas de taponamiento de los agujeros que comunican el pozo con la zona productora (daño), estas perforaciones o cañoneos suelen obstruirse con arena, arcilla y partículas que migran desde el yacimiento al pozo durante la producción, esta situación suele presentarse mucho en pozos cuya vida de producción es avanzada; cuando se identifican la presencia de daño se ve la necesidad de realizar un trabajo de remediación para lograr que la comunicación yacimiento-pozo sea eficiente, por lo cual se realizan trabajos de estimulación o recañoneo.

El recañoneo casi siempre es una de las operaciones más ventajosas y de bajo costo en la vida de un pozo; a continuación se presenta un listado propuesto por el Ingeniero George E King de las universidades de Oklahoma y Texas en el cual expone el por qué se efectúa el recañoneo de un pozo:

- Las perforaciones (o cañoneos) en el revestimiento son la única vía de salida del fluido de yacimiento hacia superficie, si estas se encuentran taponadas por ripios, lodo, fluido contaminante, etc., la manera más rápida y eficaz para reestablecer la comunicación es recañonear.
- El área de flujo abierta con 12 disparos por pie de tubería, asumiendo disparos de 0,75 pulgadas de diámetro representa únicamente el 2% del área disponible; lo que es inadecuado para una alta tasa de flujo del pozo.
- Las formaciones laminares requieren más perforaciones o una fracturamiento inmediatamente después de la perforación.
- Los pozos que han sido cerrados por un periodo de tiempo así sea de unos pocos meses, se ven muy beneficiados por la realización de un recañoneo.

- Los tratamientos de fracturamiento a menudo son más fáciles y necesitan de menos presión cuando el pozo ha sido recañoneado. Casos como el del campo Anschutz Ranch han demostrado que debido a los cañoneos pobres o con presencia de daño no ha sido posible un fracturamiento efectivo hasta que se recañonea la zona.
- El pozo rara vez sufre daño al recañonear una zona productora taponada; se sugiere usar un cañón grande.<sup>9</sup>

El procedimiento de recañoneo se lleva a cabo de la misma manera que el cañoneo convencional, este tema fue tratado en la Unidad 3.

---

<sup>9</sup> KING, George. Reperforating: Why and Effects. George E King Consulting. [En línea]. Texas, USA. [Consultado el 13 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: <[http://gekengineering.com/Downloads/Free\\_Downloads/Re-Perforating.pdf](http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Re-Perforating.pdf) >

## 6. CONTROL DE ARENA.

Este ha sido uno de los problemas que la industria petrolera ha enfrentado, el cual causa elevados gastos para su control y representa pérdidas de producción en los pozos que producen arena. El término control de arena hace referencia al conjunto de técnicas mediante las cuales se elimina total o parcialmente la producción de sólidos, que soportan cargas provenientes de la formación productora y que se producen juntamente con los hidrocarburos. Los problemas de producción de arena son presentes en formaciones no consolidadas, quiere decir formaciones que no son capaces de soportar los esfuerzos causados por el paso de los fluidos a través de ellas, lo que ocasiona un desmoronamiento de la arena que es arrastrada hacia el pozo.

Para realizar un buen trabajo de control de arena es importante conocer el tipo de formación no consolidada que se va a tratar, lo cual permite determinar el proceso de control a usar. Existen varios tipos de formaciones no consolidadas, entre ellas tenemos:

- 1) Las arenas movedizas: en ellas no existe material cementante el cual permite que los granos de arena estén unidos entre sí, por tanto estos pueden estar fácilmente suspendidos en agua y en aceite. En este tipo de formación existe mayor dificultad para controlar la producción de arena.
- 2) Arenas no consolidadas con débil cementación: en este tipo de formación los granos se encuentran en contacto uno con el otro pero el material cementante que los mantienen unidos es muy débil.
- 3) Arenas cuasi-competentes: aquí los granos de arena están bien consolidados pero no tienen la suficiente firmeza para soportar las fuerzas de arrastre que se presentan por la producción de fluidos, puede que al inicio de la producción la



formación soporte estas fuerzas, pero cuando inicia la producción de agua esta se disuelve y da paso a la producción de arena debido a las tasas altas de flujo o presiones altas de arrastre.

Uno de los problemas que interfieren en el control de arena es la presencia de arcilla y lutitas en las formaciones productoras, debido a que la producción de arena de la formación permite que las lutitas y las arcillas se mezclen con la arena remanente provocando una reducción en la permeabilidad efectiva de la formación, por lo que es necesario el uso de un estabilizador de arcilla para evitar que se lleve a cabo esta mezcla.

La producción de arena en los pozos puede ocasionar algunos inconvenientes como el arenamiento del pozo lo que impide la productividad del mismo, se puede llegar a producir grandes cantidades de arena que debilitan la formación causando que esta se derrumbe y se rompa el revestimiento, como también que debido a la abrasividad de la arena se presente deterioro del equipo de fondo y de superficie. Existen dos métodos para controlar la producción de arena y son:

- 1) *Métodos mecánicos*: se basan en la formación de puente o filtro y consiste en colocar rejillas o tuberías ranuradas y empaquetamientos con grava, este último ha sido el método más efectivo para el control de arena, por lo cual la selección del tamaño de grava a usar se debe hacer con mucho cuidado.
  
- 2) *Métodos químicos*: se basan en la consolidación de los granos de arena de la formación y consiste en inyectar resina para cubrirlos y permitir la unión de los mismos, cuando esta se encoge da como resultado la permeabilidad necesaria para mantener la producción. Un buen tratamiento químico debe garantizar una alta resistencia a la formación, que permita soportar los esfuerzos del flujo de los fluidos a través de ella y no debe restringir la productividad del pozo.

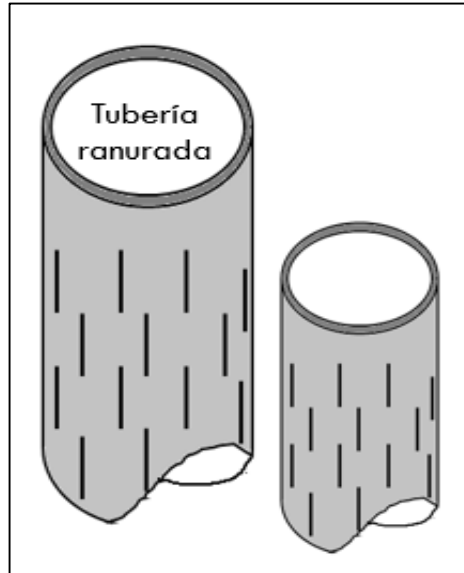
## 6.1 ALGUNAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA

Entre estas se encuentran las siguientes.

- 1) *Uso de forros ranurados*: entre los cuales se encuentran las siguientes técnicas de control de arena:
  - *Colocación de tubería ranurada o liners*: consiste en colocar un tubo ranurado frente a la zona productora o zona de interés, esta tubería puede tener ranuras horizontales (no son usadas frecuentemente porque reducen la resistencia a la tensión de los tubos) y ranuras verticales en forma sesgada (en ellas los granos más finos atraviesan las ranuras evitando que estas se taponen), esta tubería dispone de poca área de flujo limitando así la producción de los fluidos. Un esquema de esta se muestra en la Figura 4.
  - *Colocación de mallas o rejillas*: las mallas como las mostradas en la Figura 5, son tubulares API que han sido ranurados o perforados y luego envueltos con alambre en forma de espiral dejando cierta separación menor o igual a la de los tubos ranurados. La ventaja de este tipo de forro es que posee mayor área de flujo, solo que su fabricación aumenta su costo por lo cual se usan intervalos cortos o donde se requiere mayor capacidad de flujo.
- 2) *Empaquetamiento con grava*: esta técnica de control de arena es de mayor uso en la actualidad, según el tipo de completamiento al que este asociado el empaque se puede clasificar en interno y en hueco abierto. En ambos casos la operación consiste en colocar grava a manera de filtro, para adecuar el espacio anular entre el tubo ranurado y el revestimiento o entre el tubo ranurado y las paredes del pozo, esto se hace con el fin de que la grava soporte las paredes de la formación evitando que esta se desmorone. Un ejemplo de esta técnica se

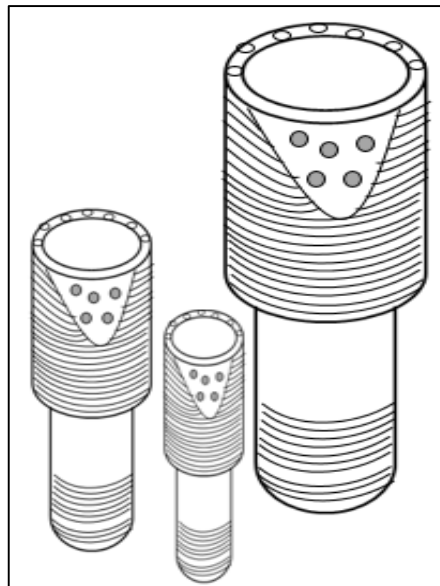
muestra en la Figura 6 y en una sección más adelante se profundizará en este tema.

Figura 4. Tubería ranurada



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.358.

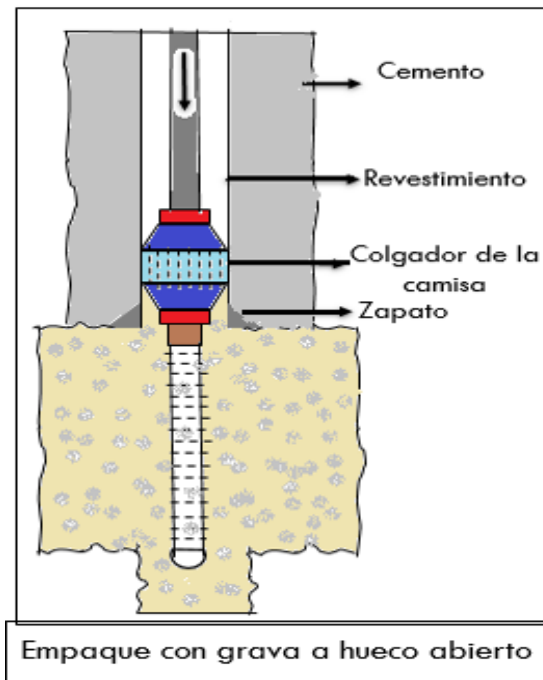
Figura 5. Mallas o rejillas



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.359.

- 3) *Forros pre-empacados*: consiste en el uso de una rejilla la cual ha sido empacada con una combinación de grava y resina, la cual actúa como un empaque armado que puede bajarse sin necesidad de realizar un empaquetamiento con grava. Esta técnica se usa en casos especiales debido a que es muy costoso, como por ejemplo en yacimientos con arena fina o intervalos cortos de producción (menos de 10 ft) y un ejemplo de este forro se muestra en la Figura 7.

Figura 6. Ejemplo de empaquetamiento con grava

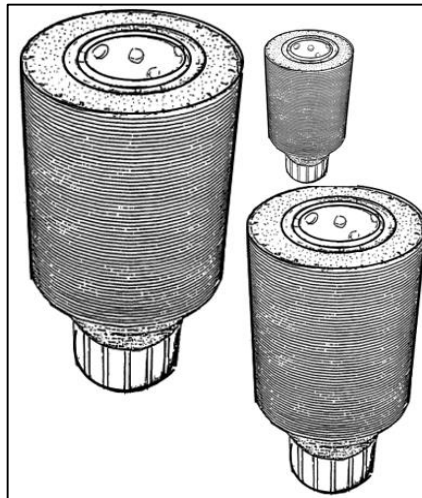


Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.420.

- 4) *Otros tipos de técnicas*: entre estas se encuentran las siguientes.
- *Forzamiento arena-petróleo o arena-agua*: consiste en forzar grandes volúmenes de grava a altas presiones a través de las perforaciones y así formar un filtro de alta permeabilidad, reduciendo las posibilidades de arenamiento del pozo.

- *Consolidación de arenas:* consiste en precipitar resina en la arena cerca a la cara del pozo, con el fin de aumentar la resistencia de la formación mediante la consolidación plástica de los granos de arena. Esta técnica es adecuada para completamientos múltiples, se puede aplicar en pozos de presiones anormales, funciona bien en arenas finas donde es difícil controlar la producción de arena mediante el empaquetamiento con grava, pero este método puede reducir la permeabilidad de la arena de formación.

Figura 7. Forro pre-empacado



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.362.

## 6.2 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Como se mencionó anteriormente la técnica de empaquetamiento con grava es la más usada actualmente, ya que esta actúa como un filtro evitando que los granos de arena de la formación productora y otros sólidos entren al pozo. Para controlar el movimiento de la arena es importante obtener un bloqueo efectivo de la formación contra el empaque logrando así que solo pasen los fluidos limpios. Para obtener un exitoso empaquetamiento con grava se debe seleccionar de manera correcta el tamaño de grava para evitar restringir el paso del flujo, además se debe colocar

apropiadamente la grava alrededor de la tubería ranurada o de la malla, con el fin de evitar la producción de arena de formación.

El Instituto Americano del Petróleo – API, ha fijado las siguientes normas que debe cumplir la grava usada para el control de arena y además estas sirven como control de calidad de la misma:

- *Análisis mineralógico:* este se hace por medio de difracción de rayos X y consiste en determinar el contenido de cuarzo en la grava, ya que este representa la resistencia de la misma. Una grava de gran calidad debe tener un contenido de cuarzo del 98%, esto quiere decir que la grava no debe generar más del 2% de finos cuando se somete a fuerzas compresivas (debido a que mayor contenido de cuarzo se debe generar menor cantidad de finos).
- *Análisis granulométrico:* el API recomienda que en una grava de buena calidad no debe haber más de 2% de granos finos y 2% de granos más gruesos, lo que quiere decir que el mínimo material tamizado debe ser del 96%.
- *Redondez y esfericidad:* la primera es la medida del grado de tersura o igualdad de superficie del grano y la segunda es el aspecto del grano que se aproxima a una esfera. Estas propiedades son de gran importancia ya que son responsables de la degradación mecánica que sufre la grava durante su transporte y bombeo.
- *Solubilidad en ácido:* según el API una grava de calidad no debe disolver más del 2% de ella en soluciones ácidas como el ácido clorhídrico y el ácido fluorhídrico (soluciones usadas para indicar la cantidad de impurezas en la grava como carbonatos, feldespatos, hierro, arcillas, etc.), después de una hora de exposición a temperatura ambiente.

La selección del forro ranurado a usar también es de gran importancia por lo que hay algunos parámetros que se deben tener en cuenta como el diámetro externo de

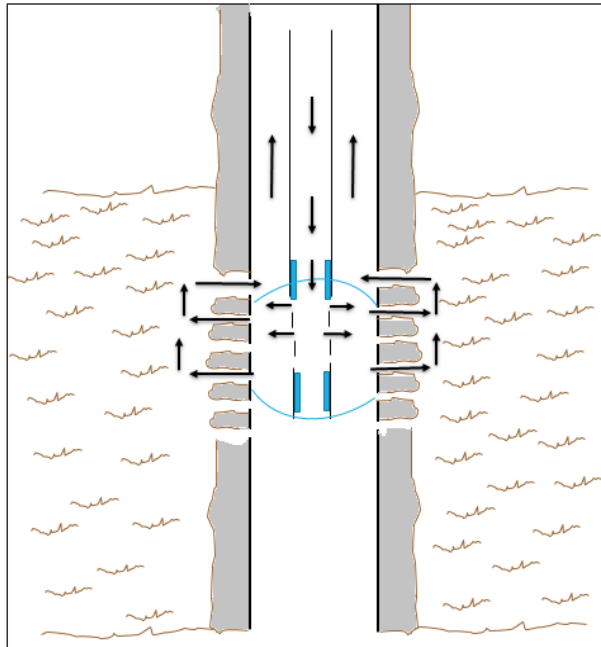
este, el tamaño y la densidad de las ranuras (estas deben impedir el paso de la arena de formación a través de ellas y disminuir el taponamiento), la longitud, el grado de la tubería (por lo general se usan las J-55, N-80 Y P-1055, las dos últimas son resistentes a fuerzas de compresión y tensión y la primera es más fuerte a la corrosión).

El empaque con grava puede ser de dos tipos: en hueco revestido o en hueco abierto, como se muestra a continuación:

- 1) *Empaque con grava en hueco revestido y cañoneado*: este tipo de empaque se usa principalmente en yacimientos con empuje activo de agua o gas, en arenas intermedias en contactos con zonas de gas o agua y en arenas de poco espesor. Hay diferentes técnicas que se llevan a cabo en este tipo de empaque, las cuales varían de acuerdo a las condiciones y necesidades de las formaciones sometidas al tratamiento y de los equipos usados en ese proceso, algunas técnicas son:
  - **Técnica de limpieza de túneles de cañoneo**: se hace con la finalidad de remover los posibles daños causados a la formación o arenas productoras durante la perforación, cementación y durante el cañoneo. Por lo general se usan los tres siguientes:
    - *Limpieza de perforaciones*: consiste en usar la herramienta (wash-tool) con petróleo limpio, agua o gel para garantizar una buena limpieza del túnel cañoneado y así lograr: determinar si el cañón perforo el revestimiento, remover o sacar parte del lodo, cemento y residuos del cañón que obstruyen el túnel y lograr una cavidad detrás del revestimiento que permita un mayor grosor de grava y a la vez permita obtener muestras de arena de la formación. Un ejemplo de esta técnica se muestra en la Figura 8.

- *Lavado con espuma estable:* se usa en pozos que presentan demasiada entrada de arena fina, esta técnica no se usa con frecuencia debido a que es más costosa pero es muy efectiva. Este lavado es una dispersión de gas, líquido y un surfactante como estabilizador, con propiedades que permiten alta rapidez de limpieza, no se causa daño a la formación y no hay pérdida de fluido y se obtiene una presión positiva hacia el pozo lo cual da paso a la producción de arena, contaminantes y los fluidos del pozo durante la circulación.

Figura 8. Limpieza de perforaciones



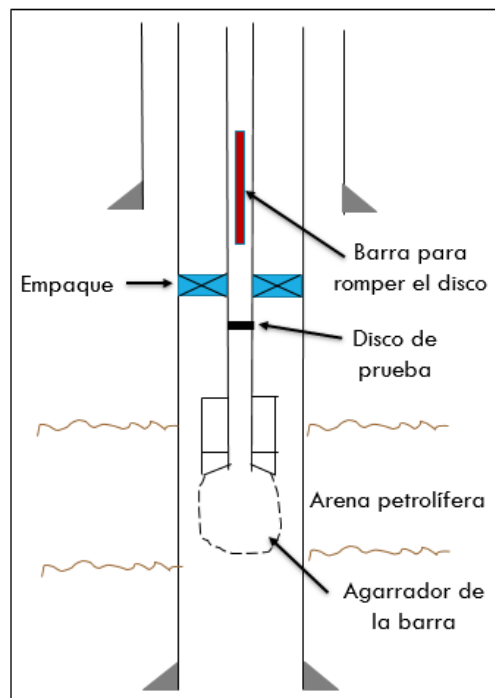
Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.403.

- *Rompiendo el disco:* con este método el cual se muestra en la Figura 9, se logra una presión positiva de la formación o arena productora hacia el hueco, con lo cual se logra limpiar los túneles cañoneados y tomar muestras de arena para su análisis granulométrico.



- **Técnica de circulación invertida:** consiste en primero bajar el forro ranurado o rejilla hasta el intervalo que se desea empacar, luego se bombea la grava con un fluido a través de la sección anular, allí la grava es depositada en el espacio alrededor del forro ranurado o rejilla y el fluido atraviesa las ranuras para ir de nuevo a la superficie. Para saber si quedó bien empacado (no queden espacios que permitan la migración o producción de arena) se suele colocar un tubo indicador entre la tubería y el forro ranurado o rejilla, este indica por medio de un incremento de presión en superficie cuando la grava ya ha llegado al tubo liso.

Figura 9. Rompiendo el disco



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.404.

- **Técnicas de crucero o desviación del flujo:** es parecida a la anterior solo que aquí la grava y el fluido acarreador se bombean por la tubería hasta un punto por encima del forro ranurado o rejilla, allí el flujo es desviado por medio de la herramienta de cruce hacia la sección anular entre el forro y la tubería de revestimiento, la grava se deposita alrededor del forro ranurado o de la rejilla y

el fluido regresa a través de las ranuras por la tubería lavadora y sube hasta la herramienta de cruce, la cual lo desvía hacia el espacio anular saliendo a la superficie.

- **Técnica de empaquetamiento con grava a alta densidad (slurry-pack):** consiste en usar un fluido de transporte altamente viscoso ya que esta condición permite usar una mayor concentración de grava (hasta 15 lb/gal), por lo que el fluido actúa como una mezcla de cemento que desplaza la arena de formación, reduciéndose así la mezcla de grava con la arena. La grava es inyectada de manera que las cavidades que hay detrás del revestimiento se vayan llenando. Esta técnica también disminuye la pérdida de fluido hacia la formación y el hinchamiento de arcillas.

- 2) *Empaque con grava a hueco abierto:* estos son usados donde las características de la formación permiten completar a hueco abierto y donde la instalación de control de arena debe permitir la producción máxima de tal forma que se obtenga un alto aprovechamiento. Aun cuando los métodos de empaque para hueco revestido se apliquen en hueco abierto para intervalos cortos o zonas productoras simples, no hay que dejar de lado que también existen algunos métodos que se pueden usar para situaciones alternas como los completamientos en zonas simples y en zonas múltiples.

Los pasos a seguir en un empaque con grava en hueco abierto para estas situaciones son:<sup>10</sup>

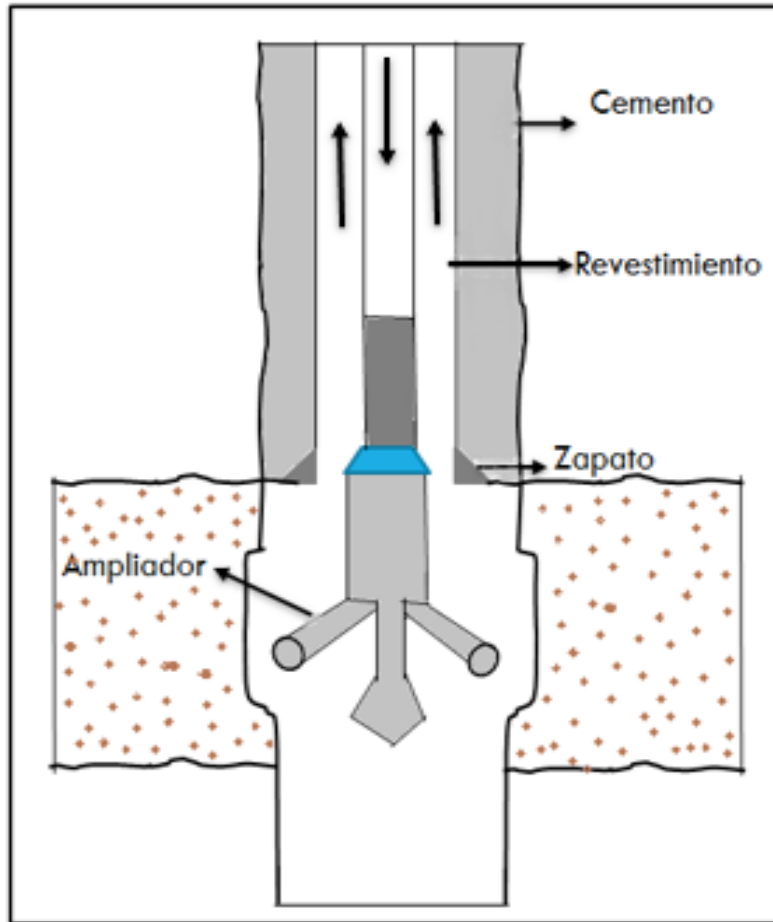
*Ampliación del hueco:* esta operación se muestra en la Figura 10 y se lleva a cabo luego de revestir el pozo y haberlo perforado hasta la profundidad total, la ampliación del hueco consiste en bajar un ensanchador hasta la zona de interés y ampliar el hueco por lo menos dos veces el diámetro original, se recomienda usar

---

<sup>10</sup> CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. p.345-425.

un fluido de bajo gel y alta viscosidad, bajo filtrado para minimizar los daños y garantizar la remoción de ripios, ya que un fluido de completamiento económico puede dañar la formación y comprometer el aprovechamiento y productividad del pozo.

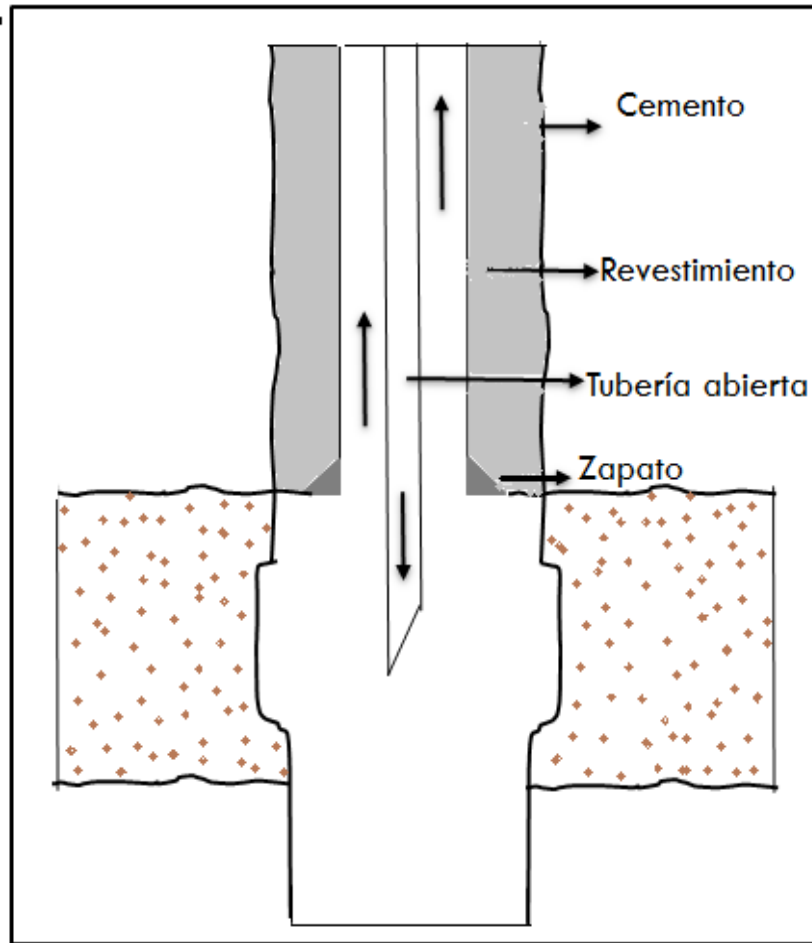
Figura 10. Ampliación del hueco



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.417.

- *Limpieza del hueco:* consiste en bajar una tubería abierta (un extremo de ella parece un casco) hasta la profundidad total, circulando hasta superficie ripios o basura que se encuentre dentro del hueco, como muestra la Figura 11

Figura 11. Limpieza del hueco

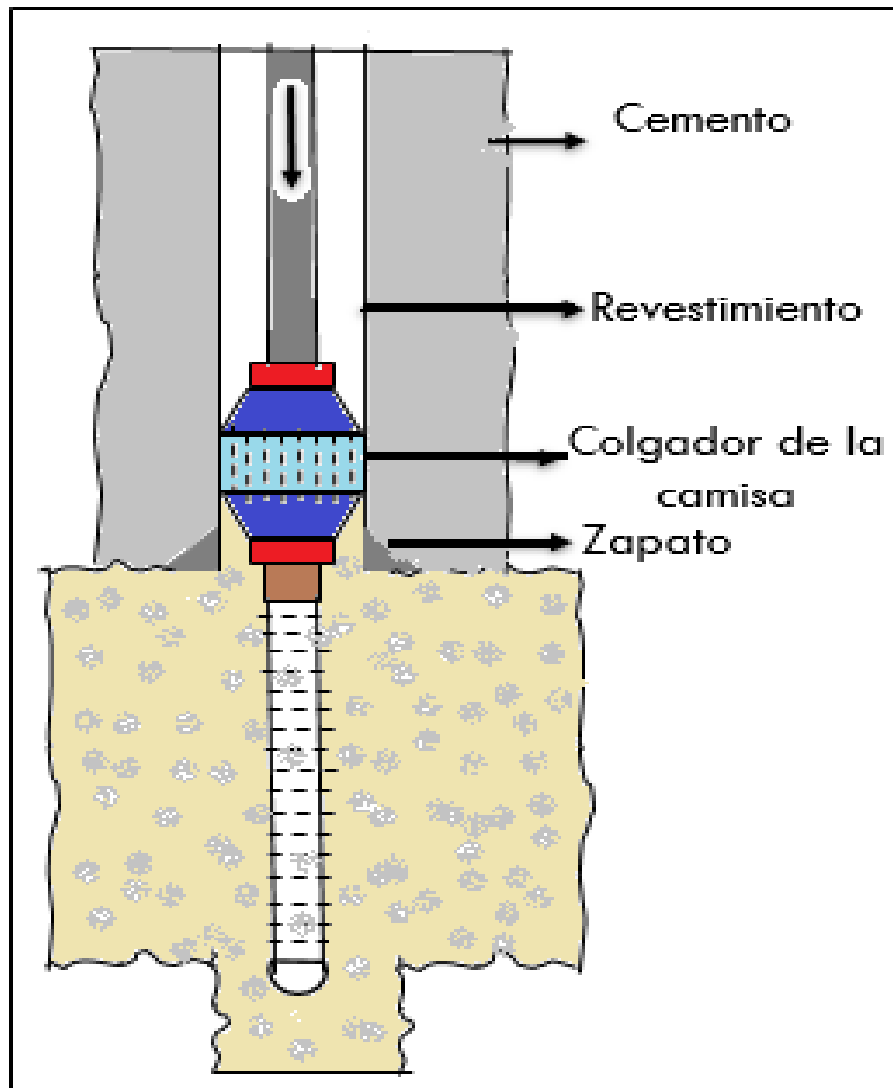


Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.419.

- *Ubicación de la tubería ranurada y bombeo de grava:* se baja el tubo ranurado, los centralizadores, un tubo indicador, uno liso, un colgador y una herramienta de cruce o tubos lavadores (esta va en la parte interna del tubo ranurado). Después de que el tubo ranurado se encuentre frente a la zona de interés se bombea la grava (depende del tipo de empaque o herramienta que se esté usando), la cual sale al espacio anular entre el hueco y el tubo ranurado formándose así un filtro de grava, como lo muestra la Figura 12. Cuando se llena el espacio anular se observa un incremento de presión lo que indica que la grava alcanzó el tubo indicador, luego se bombea un fluido limpio para ejercer presión sobre esta y permitir que quede bien compactada o apretada.

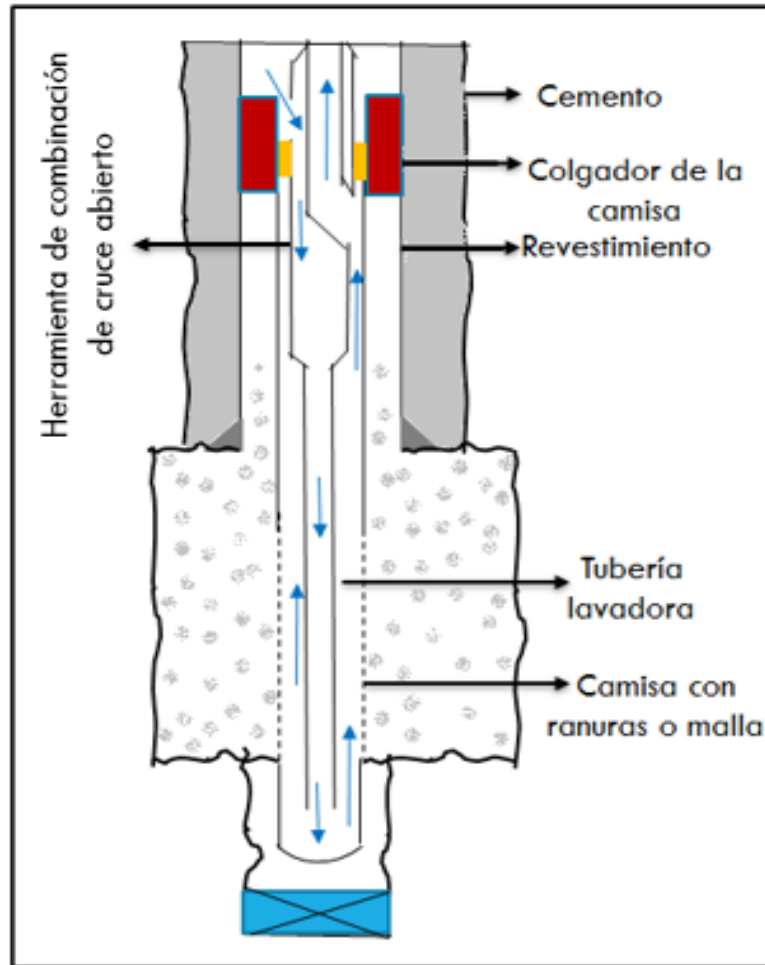
- *Fijación del colgador y limpieza interna de la tubería ranurada:* El asentamiento del colgador se realiza después de bombear la grava y luego se bombea un fluido limpio para limpiar la parte interna del tubo ranurado, cabe recordar que la herramienta de cruce o lavadores se encuentran dentro de esta tubería, como se muestra en la Figura 13.

Figura 12. Bombeo de grava



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.420.

Figura 13. Limpieza interna de la tubería ranurada



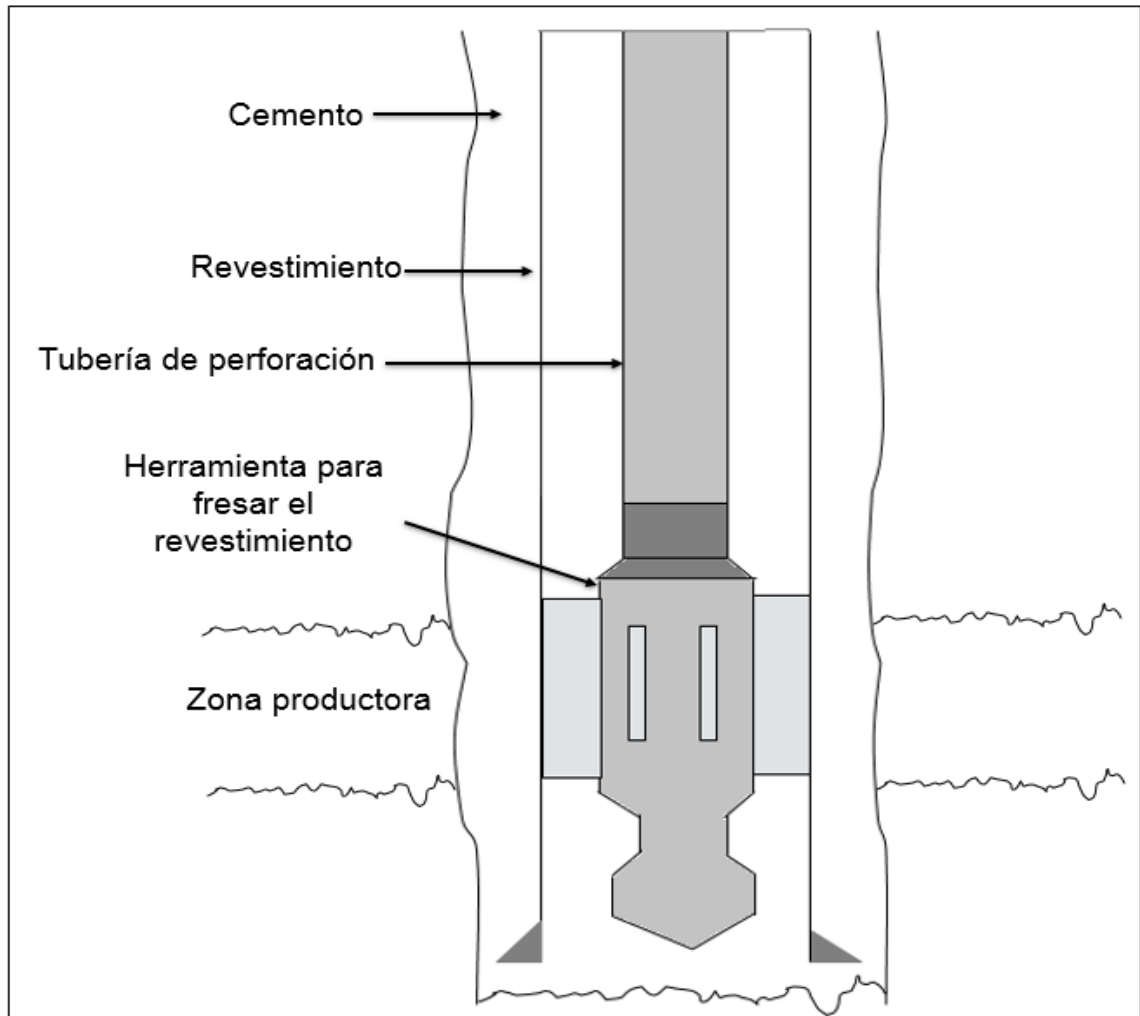
Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.422.

- **Para completamiento múltiple:** este tipo de completamiento consiste en bajar la tubería de revestimiento y cementar hasta la profundidad total, luego se baja un cortador de tungsteno hasta la zona de interés como se muestra en la Figura 14, al ejercer presión sobre este se abren las cuchillas con las cuales se va cortando el cemento, el revestimiento y la formación a medida que este va rotando y bajando.

Después se quita presión y se saca la herramienta, luego se baja un ensanchador con el cual se amplía el hueco como lo muestra la Figura 15-B, terminada esta

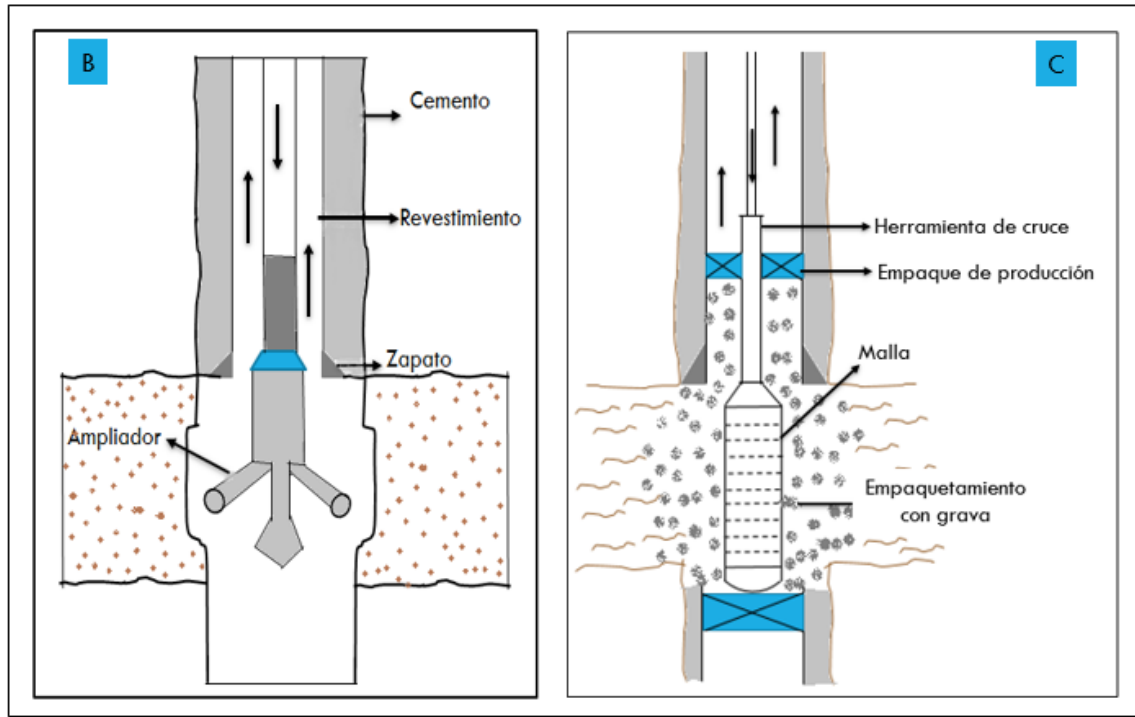
operación este se saca y se baja la herramienta de empaquetamiento para bombear la grava igual como se explicó en el caso de arriba, pero sin asentar el colgador, según la Figura 15-C.

Figura 14. Limpieza para empaquetamiento con grava en un completamiento múltiple



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.423.

Figura 15. Ampliación del hueco para empaquetamiento con grava en un completamiento múltiple

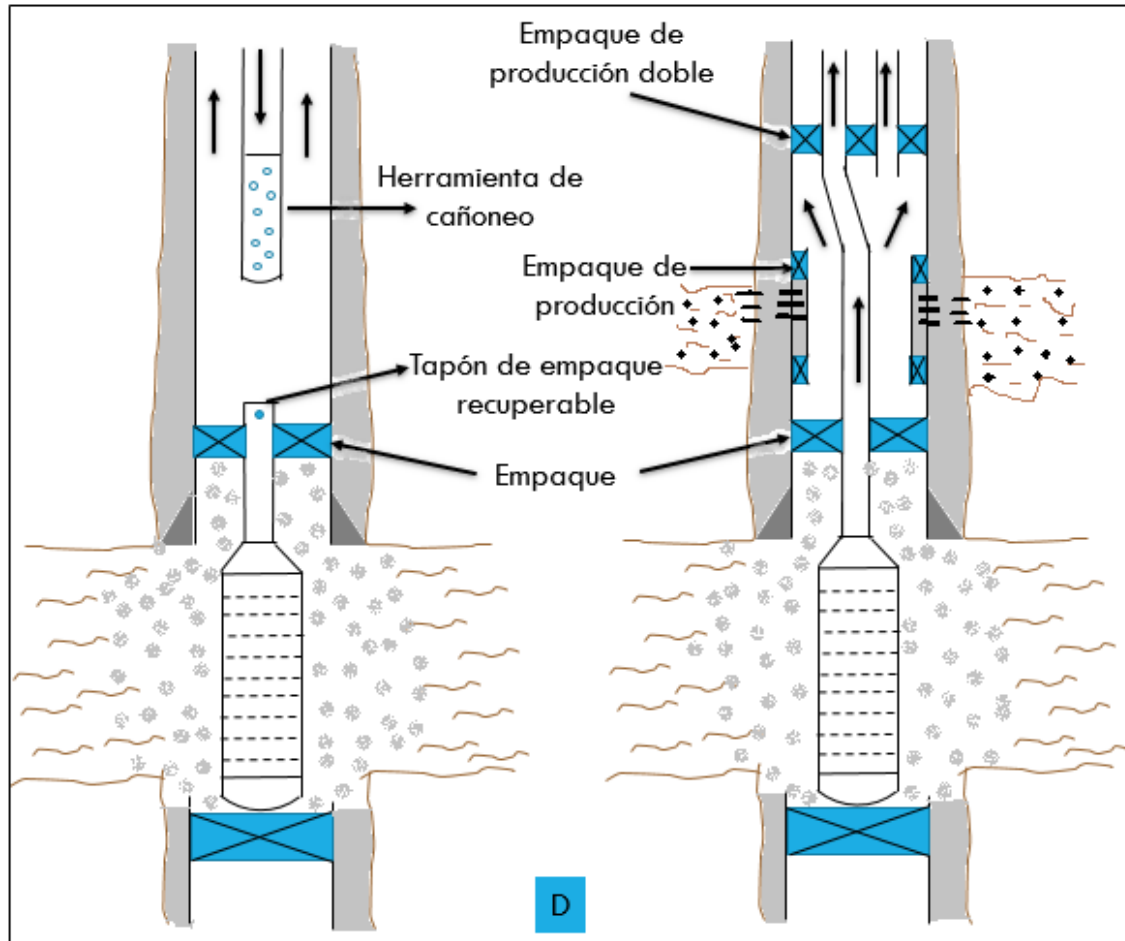


Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.424.

Se saca la sarta y se deja ensamblada la tubería ranurada, luego se baja y se asienta un empaque con tapón recuperable donde tanto el tapón como la grava son para aislar la zona de interés inferior y evitar que cualquier basura generada de la zona superior dañe la tubería ranurada. Se cañonea la zona superior y se empaca con grava como se muestra en la Figura 16, en ella también se ve que el pozo es completado con un empaque de producción doble, donde la sarta larga se conecta con el empaque inferior y la sarta corta se conecta al empaque de producción doble.



Figura 16. Empaquetamiento con grava en un completamiento múltiple



Fuente: Modificado de CIED, Completación y reacondicionamiento de pozos.p.425.

## 7. OTRO TIPO DE ESTIMULACIONES.

Como en el periodo de terminación o de producción de un pozo se presentan situaciones en las que la zona productora no produce con facilidad los fluidos hacia el pozo, se pueden llevar a cabo otras operaciones de estimulación como las siguientes:

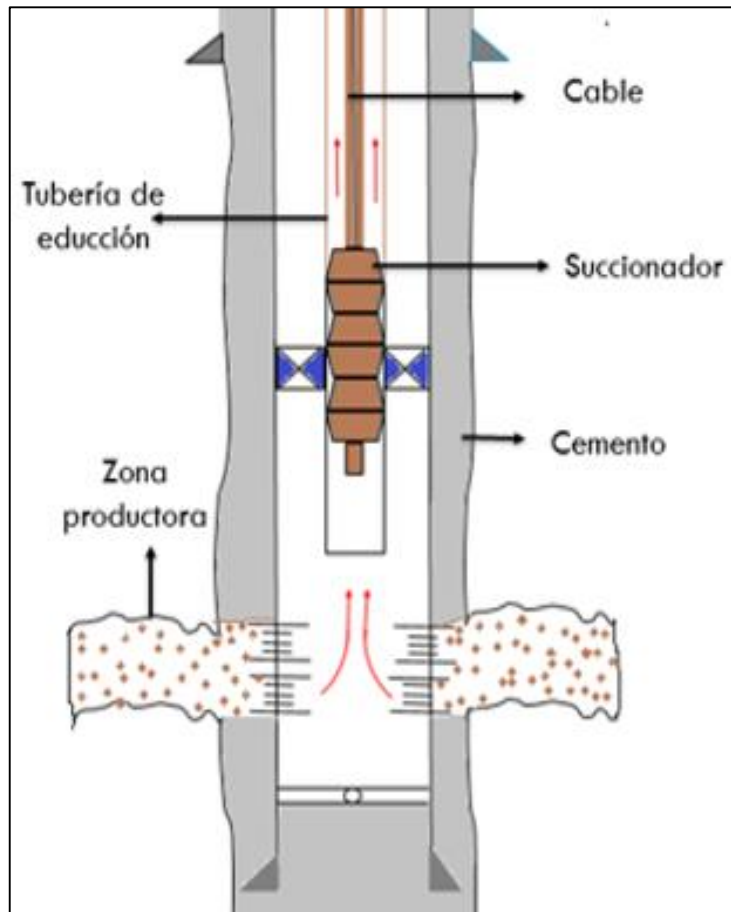
- *Succión:* la técnica de estimulación más sencilla es la succión, mientras dura la perforación y terminación del pozo, el fluido de perforación impone una presión contra la pared del pozo siendo esta mayor a la de los estratos, por tanto esta diferencia de presión hace que el fluido (líquido) así como las pequeñas partículas sólidas contenidas en este, se filtren hacia el pozo. Si esta invasión se hace severa y extensa la permeabilidad de la zona productora se deteriora, por tanto el flujo de fluidos no se logrará por lo que la solución es tratar de inducir el pozo a fluir succionándolo.

Para llevar a cabo esta operación se utiliza la misma tubería de educación y un cable en cuyo extremo va colgado un embolo especial de succión, como se puede ver en la Figura 17, este embolo se introduce a una cierta profundidad en la tubería y al sacarlo este facilita la extracción de cierto volumen de fluido de la tubería y a la vez impone una fuerza de succión a la zona de producción. La succión en esta zona se va haciendo más fuerte a medida que el embolo va achicando el pozo a mayor profundidad, el objetivo de esta técnica es limpiar la zona invadida del pozo, establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo haciendo uso de la energía natural del yacimiento.

- *Fracturamiento de estratos:* la inyección de fluidos a la zona de interés o productora se realiza con el fin de fracturar estos estratos, abriendo canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá del pozo, esto se lleva a cabo debido a que el fluido no puede fluir libremente de manera natural por el pozo. Para realizar el fracturamiento se debe tener en

cuenta la viscosidad, peso y composición del fluido a usar, también la presión de fractura que debe ser aplicada al intervalo, tener en cuenta que la cementación entre la formación y el revestimiento sea dura y fuerte para evitar la canalización y fuga del fluido, ya que este puede fracturar intervalos que no han sido escogidos.

Figura 17. Estimulación por succión

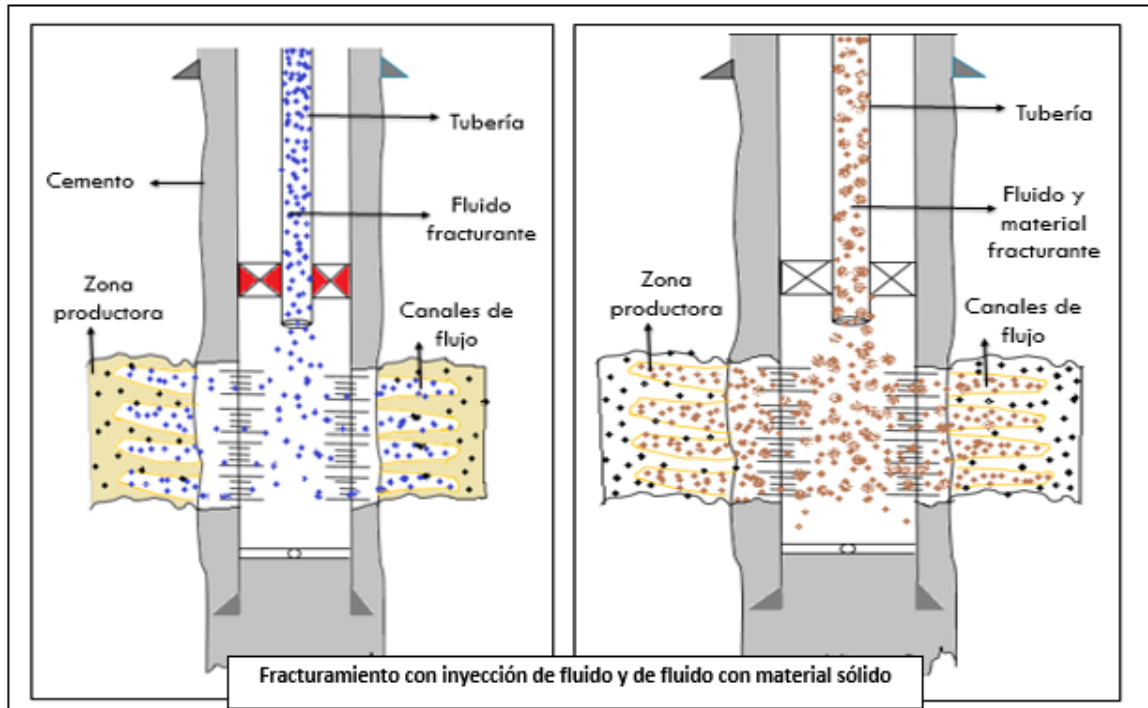


Fuente: Modificado de El pozo ilustrado pag. 186/189

Esta técnica consiste en que el fluido inyectado a alta presión penetra en la zona abriendo canales de flujo, pero con esta técnica los canales se pueden asentar a medida que la presión de fractura disminuye, lo cual conlleva a que los canales se cierren impidiendo el flujo de los fluidos. Por lo cual existe otra modalidad de

fracturamiento la cual consiste en agregar al fluido un material sólido por lo general arena con determinadas especificaciones con respecto al tamaño del grano, esfericidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla a la zona de interés, la arena se va depositando en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impide que el intervalo se asiente cuando la presión de fractura disminuye, manteniendo así los canales de flujo siempre abiertos. Un ejemplo de este tipo de estimulación se muestra en la Figura 18.<sup>11</sup>

Figura 18. Fracturamiento de estratos



Fuente: Modificado de El pozo ilustrado pag. 186/189

<sup>11</sup> BARBERII, Efraín. El pozo ilustrado. Cuarta edición. PDVSA. Caracas: Editorial Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación, FONCIED, 1998. p.186-189

## BIBLIOGRAFÍA

BARBERII, Efraín. El pozo ilustrado. Cuarta edición. PDVSA. Caracas: Editorial Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación, FONCIED, 1998. 669p.

CASTILLO, Karina y CASTRO, Mar. Propuesta de aplicación de fluido fracturante base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec, Veracruz. Trabajo de grado de Ingeniero Químico. México. Universidad Veracruzana. Facultad de Ciencias químicas. 2011. 84p.

CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. Venezuela: CIED, 1996. 446p.

D' HUTEAU, Emmanuel, et al. Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. En: Oilfield Review. Vol.23, No.3. Schlumberger, otoño de 2011. p. 4-17.

ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México: 1991. 42p.

KHALID, Asiri, et al. Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. En: Oilfield Review. Vol.25, No.3. Schlumberger, otoño de 2013. p. 4-17.

KING, George. Reperforating: Why and Effects. George E King Consulting. [En línea]. Texas, USA. [Consultado el 13 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: <[http://gekengineering.com/Downloads/Free\\_Downloads/Re-Perforating.pdf](http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Re-Perforating.pdf) >

NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos de fracturamiento hidráulico. En: Oilfield Review. Vol.25, No.2. Schlumberger, verano de 2013. p. 57-58.

PÉREZ MORENO, Shirly Tatiana y SUÁREZ ARDILA, Maycol Brayan. IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA VIRTUAL COMO APOYO A LOS PROCESOS DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE EN LA ASIGNATURA COMPLETAMIENTO DE POZOS. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2015.

SCHECHTER, Robert. Oil Well Stimulation. New Jersey: Editorial Prentice Hall, 1992. 602 p. ISBN: 0-13-949934-2