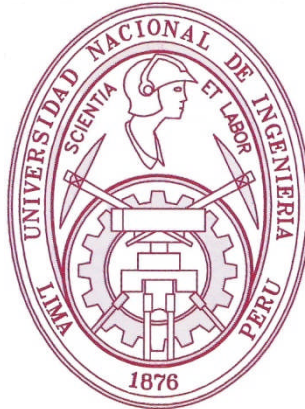


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS  
NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“OPTIMIZACION DE LA FASE DE TERMINACION Y REPARACION  
MEDIANTE TECNOLOGIA DE LIMPIEZA DE TUBULARES Y  
FILTRADO DE FLUIDOS DE COMPLETACION”**

TITULACION VIA TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL  
DE:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

ELABORADO POR EL BACHILLER:

**RUISDAEL ARTURO QUIROZ GUEVARA**

**PROMOCION 2005 - II**

**LIMA – PERU**

**2009**

# INDICE

## **1. - INTRODUCCION**

## **2.- MARCO CONCEPTUAL**

2.1 Antecedentes

2.2 Principios Teóricos

## **3.- FLUIDOS DE TERMINACION Y REPARACION (WORKOVER)**

3.1 Características requeridas para los fluidos de Terminación y Reparación.

## **4.- FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN Y TERMINACIÓN**

4.1 Transporte de Materiales.

4.2 Suspensión de Materiales Cuando la Circulación se Detiene

4.3 Control de la Presión.

4.4 Lubricación y Enfriamiento.

4.5 Permite el funcionamiento seguro del equipamiento en el pozo.

4.6 No Daños en la Formación en Producción.

4.7 No Daños del Equipamiento en el Pozo.

4.8 No Daño en el Equipamiento de Superficie.

4.9 No daño a las Personas - Medio ambiente

## **5.- FLUIDOS EN EL POZO**

5.1 Emulsiones de Petróleo en Agua y de Agua en Petróleo.

5.2 Gas como Fluido.

5.3 Agua como Fluido.

5.4 Fluidos con Salmueras

5.5 Fluidos de Empaque.

## **6.- FILTRACIÓN DE LOS FLUIDOS DE TERMINACIÓN Y REHABILITACION**

- 6.1 Definición - Fluido de Terminación y Fluido de Rehabilitación.
- 6.2 Propósito
- 6.3 Fluido de Terminación con Salmuera.
- 6.4 Filtración de las Salmueras.
- 6.5 Operaciones de Terminación.
  - 6.5.1 Terminaciones de Pozos Francos
  - 6.5.2 Terminaciones Perforadas de Pozo Entubado
  - 6.5.3 Terminaciones de Pozo Entubado
  - 6.5.4 Operaciones de Terminación
  - 6.5.5 Carga de Perforación Antes de la Detonación
  - 6.5.6 Gases de Chorro Inicial que Penetra en el Acero
- 6.6 Control de Arena
- 6.7 Equipos de Filtrado:

## **7.- PROCESOS DE FILTRACIÓN**

- 7.1 Procedimiento de Filtración
- 7.2 Control de Calidad en el Campo.

## **8.- TECNOLOGIA DE LA LIMPIEZA DE TUBULARES**

- 8.1 Limpieza Efectiva del Pozo.
- 8.2. Importancia de una Limpieza Efectiva del pozo
- 8.3 Resultados de Estudios de BP/Shell.
- 8.4 Una Limpieza efectiva depende de:
- 8.5 Factores que Afectan la Limpieza.
- 8.6 Utilización de la Herramienta de Limpieza

## **9.- HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA DE TUBULARES**

- 9.1 Herramientas para la limpieza de las Paredes del Pozo
- 9.2 Caso Históricos

**10.- VÁLVULAS DE CIRCULACIÓN PARA OPERACIONES DE WORKOVER Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN (DRILLING FLUIDS ).**

**11.- PRUEBAS REALIZADOS EN EL CAMPO**

**12.- COSTO DE LAS HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA DEL POZO (SPECIALIZED TOOLS) EN LAS OPERACIONES DE BP.**

**13.- CONCLUSIONES**

**14.- RECOMENDACIONES.**

**15.- ANEXOS.**

**16.- BIBLIOGRAFIA.**

## 1. - INTRODUCCION

En los últimos tiempos una de las áreas de la industria del petróleo que han concretado mayores avances ha sido la tecnología de terminación. Esto es quizás, es el resultado de la contracción en los presupuestos para perforar pozos, de centrar la atención en incrementar los rendimientos de la producción a través de mejores prácticas aplicadas en los trabajos de terminación, re-terminación e intervención.

El estudio y entendimiento de la tecnología de terminación y reparación ha estado desatendida por años. Una de las prácticas más olvidadas con frecuencia en implementar, se centra en comprender con nitidez el porqué de la necesidad de mantener los tubulares y los fluidos limpios mientras se llevan a la prácticas tareas en este tipo de operaciones.

No obstante, muchos de los operadores ahora reconocen los beneficios de las citadas practicas en las terminaciones e intervenciones de pozos que a su vez incorporan técnicas de alta limpieza y planifican y ejecutan nuevas técnicas para hacer eficientes los desplazamientos de los lodos, selección, manejo y mantenimiento de las salmueras, técnicas y equipo de filtración, eliminación de incrustaciones depósitos, tratamientos químicos  $Fe^{++}$  , etc.

## 2.- MARCO CONCEPTUAL

### 2.1 Antecedentes

En los años 1960, se usaron las salmueras **como fluido para la perforación y terminación.**

Las ventajas del fluido de terminación con salmuera clara sin sólidos son:

- Reducción de los daños causados a la formación.
- Soluciones de sal compatibles con la formación inicialmente de baja densidad => sales de cloruro solubles KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub> : densidad hasta 11,8 ppg (1,4 SG)

En los años 1970, había la necesidad de tener mayor densidad utilizable hasta 21 ppg (2,5 SG): NaBr (12,7 ppg), CaBr<sub>2</sub> (15,3 ppg), ZnBr<sub>2</sub> (21 ppg)

En los años 1980, se redujeron los costos de aplicación:

- Polímeros para Filtros de cascajo.
- Control de Pérdida de Fluido : otros polímeros / agentes tensoactivos
- Mejoras de la compatibilidad con la formación: soluciones estabilizadoras de pH para CaCl<sub>2</sub> / CaBr<sub>2</sub> agentes tensoactivos para inhibición de incrustaciones investigación y desarrollo.

Años 1990: Nuevas aplicaciones:

- Compatibilidad con la formación (matriz) , no emulsionadores para salmuera HD y petróleo crudo, .efecto de la composición química de la salmuera sobre el reflujo del fluido
- Mejores técnicas de desplazamiento y productos químicos: reducción de la contaminación de sólidos eficaz para **OBM (Lodos Base Petróleo).**
- Control de Pérdida de Fluido : FLPC( Píldoras de Control de Pérdidas) después del filtro de cascajo (Carbonato de Calcio: Obturante)

## **2.2 Aplicaciones**

Existen muchas aplicaciones de fluidos en actividades de reparación. Pueden ser utilizados para punzado, cementación, fracturación, acidificación, estimulación, control de pozos; reparaciones, perforación, profundización; taponamiento, limpieza, fluido de empaque, fluido de terminación, circulación y más. Estos fluidos pueden ser gases, petróleos, aguas de salmuera, lodos u otras soluciones químicas utilizadas durante actividades de intervención normales.

### **Fluidos especializados consisten en:**

Fluidos de empaque y fluidos de terminación.

- Los fluidos de empaque son dejados en el pozo entre la tubería y la tubería de revestimiento sobre el empaquetador (packer) y debe ser estable, no corrosivo, mantener control de presión y permanecer bombeable.
- Los fluidos de terminación se utilizan frente a formaciones productivas para prevenir el daño permanente de la zona.

## **3.- FLUIDOS DE TERMINACION Y REPARACION (WORKOVER)**

### **3.1 Características requeridas para los fluidos de reparación y terminación.**

Un buen fluido debería:

- Ser lo suficientemente denso para controlar las presiones del pozo, sin ser demasiado pesado. Esto reduce una pérdida grande de fluido a la formación. Al estar cerca del equilibrio de la formación, se reducen las pérdidas por desbalance.
- Ser efectivo en relación a su costo, a veces fluidos costosos son necesarios para prevenir daños en formaciones sensibles. Existen ocasiones en las que fluidos menos costosos causarían poco o ningún daño. La experiencia tiene valor en estos casos.
- En lo posible debe estar libre de partículas sólidas. Los sólidos pueden obstruir punzados y reducir la producción luego de una fractura o un trabajo de empaquetado con grava.

- Ser no corrosivo, para prevenir futuros eventos de falla de instrumentos tubulares costosos y costos de pesca.
- Ser estable. La estabilidad es importante cuando el fluido va a permanecer dentro del pozo por largo tiempo. La pesca de empaquetadores y tuberías atascadas puede ser costosa y puede inclusive resultar en el abandono del pozo antes de que la producción se haya completado.

La estabilidad del fluido a altas temperaturas también es una característica deseable, especialmente en pozos profundos y calientes.

- Estar limpio y filtrado. Algunos fluidos tienen grandes cantidades de partículas sólidas en suspensión que pueden ser dañinas para la formación productiva (finos o sedimentos), y abrasivas para el equipo (arena o metales). Otros tienen pequeñas cantidades de sólidos pero pueden también causar obstrucciones.

Los mejores fluidos son filtrados o limpiados, y tienen pocos sólidos. Generalmente fluidos que son filtrados de 2 a 4 micrones, o de 19 a 20 **NTU's** son considerados capaces de minimizar el daño a las formaciones, permitiendo proporciones de producción más elevadas. (**NTU = Unidad de Turbidez Nefelométrica**, una medida de la claridad de un fluido).

Algunos fluidos que son excelentes en operaciones normales pueden resultar ser incompatibles con las lechadas de cemento o ácido. Puede ser necesario el uso de un espaciador de fluidos para separarlos. Pueden haber algunos problemas medio ambientales con algunos aditivos líquidos, sólidos y químicos, así como con el mismo fluido. En ocasiones puede que sea necesario reemplazarlo por un producto menos efectivo y / o más costoso que no dañará la vida marina.



#### **4.- FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE REPARACIÓN Y TERMINACIÓN**

Las funciones de los fluidos utilizados en actividades de reparación como ser workover y terminación son estándar.

Los fluidos son necesarios para el éxito de cualquier actividad de reparación.

No deben dañar la formación productiva y deben ser no peligrosos para el equipo, para el personal y para el medio ambiente.

Es importante que los fluidos sean aplicados y controlados apropiadamente.

Los fluidos de workover y terminación varían desde los de baja densidad (gas) hasta los de alta densidad (líquidos).

Sus funciones básicas son:

##### **4.1 Transporte de Materiales.**

Para llevar a cabo varias operaciones es importante que los materiales circulen dentro y fuera del pozo. Algunos materiales son añadidos para llevar a cabo un objetivo. Otros materiales que pudieran causar daños deben ser retirados para mantener limpio el pozo. Materiales no deseados y potencialmente dañinos que pueden ser circulados en el pozo incluyen: cemento, fluidos corrosivos, recortes, escombros, grava, gas, metales, lodo viejo y contaminado, plásticos, arena, cemento húmedo no utilizado. Igualmente necesario es la habilidad de circular materiales deseados como ser el ácido, cemento, píldoras gelatinizadas, plástico, grava, arena de fractura, selladores y otros fluidos dentro del pozo.

La acumulación de material en el hoyo puede causar muchos problemas, incluyendo el atascamiento o falla de la sarta de la tubería, tapón de la tubería o tapón intermedio, incremento en la torsión o arrastre, pérdidas de circulación, llenado, perforación, obstrucción de la formación y desgaste excesivo del equipo

##### **4.2 Suspensión de Materiales Cuando la Circulación se Detiene**

Si el fluido en uso tiene una alta fuerza de gel, tiene buena capacidad de suspensión al pararse la circulación. Esta estructura gelatinosa resiste el hundimiento de sólidos y recortes hasta que la circulación sea reiniciada. Esto ayuda a reducir la cantidad de llenado y minimiza el atascamiento de las herramientas, tubulares y cable de acero debido a sólidos que son atraídos por la gravedad. Sin embargo, durante las operaciones de

reparación la mayor parte del retiro de basura puede ser efectuado por circulación reversa a altas velocidades y menor tiempo.

Debido a que esta característica de alta suspensión pueda no ser requerida, y debido a que mientras mayor es la fuerza de gel, mayores son las posibilidades de desarrollar presiones de compresión y pistoneo, en algunos casos esto puede ser perjudicial para las buenas prácticas de reparación. Si la basura es demasiado pesada (por ejemplo los recortes de metal) para ser circulada por la sarta, una canasta puede ser utilizada con la circulación normal.

#### **4.3 Control de la Presión.**

Debemos asumir que podríamos estar expuestos a presión de formación en cualquier momento durante una operación de reparación. En algunas instancias el trabajo se desenvuelve en un pozo vivo bajo presión. Sin embargo, muchas actividades de workover requieren que el pozo sea controlado. Por lo tanto es necesario que equilibremos o sobre equilibremos la presión de formación para prevenir el flujo del pozo. Esto se logra con la presión hidrostática del fluido en el pozo. Los fluidos pueden ser ajustados o densificados cuando sea necesario para obtener una condición equilibrada.

Si el fluido es demasiado pesado; pérdidas y daños a la formación pueden ocurrir.

#### **4.4 Lubricación y Enfriamiento.**

A medida que el trépano o broca y la sarta giran en el pozo, temperaturas extremas se desarrollan. Esta temperatura debe ser absorbida por el fluido, enfriando el conjunto para prolongar la vida del trépano o barrena, y para prevenir que la temperatura debilite o dañe el ensamblaje. El fluido también actúa como un medio para lubricar el contacto metal-a-hoyo para prevenir temperaturas excesivas, desgaste o fallas en estas áreas.

#### **4.5 Permite el funcionamiento seguro del equipamiento en el pozo.**

Un fluido que no está acondicionado de manera apropiada (por ejemplo uno que sea espeso y viscoso) puede contribuir a problemas de circulación, compresión y pistoneo al extraer la tubería. El uso de tipos de fluido no apropiados puede tener como resultado el daño de la formación.

#### **4.6 No Daños en la Formación en Producción.**

Es importante que el fluido utilizado no cause daños permanentes a la zona productiva dejando sedimentos, finos, lodo, gomas o resinas en la formación. La erosión de la formación puede ocurrir si se utilizan velocidades de bomba altas. El agua fresca puede originar una emulsión que bloquea el flujo en algunas formaciones productoras de gas /petróleo. Fluidos que exhiban una alta pérdida de agua pueden hinchar formaciones sensibles (daño de la piel), lo que se traduce en menor productividad.

El fluido no debería cambiar las propiedades de humidificación de la arena o de la roca del reservorio.

#### **4.7 No Daños del Equipamiento en el Pozo.**

Se da mucha importancia a los fluidos, como ser a los fluidos de empaque que son dejados en el pozo. Estos deben tener la característica de no asentarse y de ser no corrosivos. El tiempo estimado de vida de un pozo, usualmente dicta el tipo de fluido y aditivos que deben ser mezclados y dejados en el pozo. Durante las actividades de reparación el fluido de empaque es a menudo alterado, diluido o reemplazado. Si el fluido no es tratado de manera apropiada, puede volverse corrosivo. Esto podría amenazar la vida esperada de los sellos y del equipamiento.

#### **4.8 No Daño en el Equipamiento de Superficie.**

Los fluidos corrosivos pueden causar la falla o bloqueo (sellado) en muchos tipos de equipamiento de superficie. Fluidos con arena pueden ser abrasivos, erosionando y cortando válvulas, limpiadores y otros equipos si es re - circulado.

#### **4.9 No daño a las Personas - Medio ambiente**

A menudo los fluidos utilizados en operaciones de reparación pueden ser dañinos para el personal. Ácidos, cáusticos, bromatos, algunos clorhidratos y otros químicos pueden causar quemaduras de gravedad. También pueden ser tóxicos y causar problemas respiratorios y visuales. Tener

cuidado y el uso de trajes de protección es importante al manejar y mezclar estos químicos.

Nuestro medio ambiente es uno de nuestros recursos más preciados. Puede ser dañado por los fluidos utilizados y producidos en el pozo. Entidades regulatorias y el interés público demandan que se prevengan y reporten los derrames, transportar y eliminar los fluidos apropiadamente.

La densidad, las propiedades reológicas de los fluidos de reparación y la efectividad de varios aditivos son afectados por la temperatura. Las temperaturas dentro del pozo son las de mayor preocupación. La densidad efectiva de muchos fluidos disminuye a medida que la temperatura aumenta. Los fluidos de workover deben ser diseñados teniendo esto en cuenta, y se deben hacer esfuerzos para determinar la temperatura pozo abajo.

Las temperaturas en la línea de flujo y en las piletas deben ser conocidas para proveer información que pueda prevenir problemas potenciales.

## **5.- FLUIDOS EN EL POZO**

### **5.1 Emulsiones de Petróleo en Agua y de Agua en Petróleo.**

El fluido de emulsión más común es el petróleo en- agua. Con el petróleo en agua, el petróleo es la fase dispersa y está presente en forma de pequeñas gotas. La fase continua puede ser agua fresca o salada. La estabilidad depende de la presencia de uno o más agentes de emulsión (almidón, jabón, coloides orgánicos). El diesel es satisfactorio en la fase de dispersión. La ventaja de utilizar diesel para trabajar sobre un pozo es que es menos dañino para la formación productiva. El inverso de la emulsión petróleo-en-agua es la emulsión agua-en-petróleo. En una emulsión agua-en-petróleo, el agua es la fase dispersa, y el petróleo la fase continua. Los filtrados (proporciones de pérdida de fluidos) son bajos y usualmente cualquier filtrado obtenido deber ser petróleo. Esta mezcla es muy inestable por sobre los 200°F (93°C). Si estas combinaciones están cargadas de sólidos, pueden causar la obstrucción de la formación.

### **5.2 Gas como Fluido de Operación**

El gas puede ser utilizado en yacimientos con formaciones de baja presión. Durante las operaciones con este medio, el pozo está controlado solamente por la contrapresión de superficie. A pesar de que el gas natural es fácil de obtener y poco costoso en algunos campos, es extremadamente inflamable. El nitrógeno es un gas inerte y tiene un número de propiedades favorables. No dañará a la formación ni a los elementos metálicos o a los sellos de goma de manera química. La limpieza de basura del pozo puede ser un problema si se utiliza gas.

Espuma mezclada por la Compañía de Servicio que provee el Nitrógeno está disponible. Tiene una calidad entre buena y excelente de capacidad de limpieza del pozo y de transporte.

### 5.3 Agua como Fluido de Operación

Fluidos a base de agua Incluyen agua fresca, salmuera y lodos.

- El agua fresca utilizada en la actividades de reparación ha estado perdiendo popularidad en los últimos años en varias áreas. Puede hidratar las arcillas y dañar de manera severa a las formaciones. Agua con salinidad baja es usualmente abundante y poco costosa. Normalmente el agua requiere de poco tratamiento. Sin embargo, cuídese de los sólidos altos asociados con algunas aguas. Cuando esté en duda sobre sólidos en el agua, considere la filtración.
- Las salmueras son soluciones de sal que se utilizan comúnmente. Las salmueras son fácilmente disponibles y fáciles de mezclar. Su costo es usualmente bajo. No existe peligro de explosión ni de incendio, pero las salmueras pueden ser un peligro para el medio ambiente en algunas áreas.
- Lodos combinan agua, arcillas y químicos lo que le otorga varias propiedades. Los lodos tiene un alto contenido de sólidos y pueden ser dañinos para algunas formaciones por pérdida de agua y bloqueo de los poros. Su costo es relativamente bajo y es fácil trabajar con ellos la mayor parte del tiempo.
- Permiten un control simple de un gas de alta presión y alta permeabilidad. Algunas veces es necesario utilizar este fluido si existe una pérdida de un fluido claro muy costoso.

En una terminación doble, una zona puede tomar fluido a una presión menor de la necesaria para mantener la otra formación. La economía puede también ser un factor al determinar el tipo de fluido a utilizarse. El lodo es muy pobre como fluido de empaque.

Si el petróleo va a ser utilizado como fluido de terminación, el personal de trabajo deben estar entrenado en el uso de los equipos contra incendios del lugar.

## 5.4 Fluidos con Salmueras

Cuando salmueras de alta densidad son requeridos, una mezcla de varias sales es utilizada, tales como:

- Cuando se añade sal a las soluciones, la densidad y la presión hidrostática aumentan. Esto no debería aumentar el contenido de sólidos en la solución, a medida que sales adicionales se disuelven en la solución. La adición de sal en la concentración inhibe la hidratación de la arcilla. Sin embargo, en algunas áreas aguas saladas hincharán la lucita y las arcillas. El calcio o el potasio pueden evitar esto. Si se utiliza salmuera comprada, asegúrese de que separadores de emulsión de petróleos húmedos no se hayan utilizado en la producción. Si existe cualquier sólido presente, asegúrese de filtrar el agua.
- Las salmueras de una sola sal, tales como el cloruro de sodio (NaCl), cloruro de potasio (KCl), cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) y bromuro de calcio ( $\text{CaBr}_2$ ) todas se encuentran en el rango de baja densidad. La salmuera de una sola sal utilizada más comúnmente es el cloruro de sodio.
- Podemos incrementar la densidad de las sales simples añadiendo más sal hasta alcanzar el punto de saturación a una temperatura dada.
- Las salmueras de múltiples sales (donde dos o más sales son añadidas) pueden ser utilizadas cuando se necesitan densidades más altas. La proporción de una sal a la(s) otra(s) debe ser cuidadosamente controlada. En **la tabla siguiente se indican los rangos de densidad de algunos fluidos.**

**NaCl/NaBr (12,5 ppg; 1,500 SG)**

**NaCl/CaCl<sub>2</sub> (11 ppg; 1,321 SG)**

**CaCl<sub>2</sub>/CaBr<sub>2</sub> (15,1 ppg; 1,813 SG)**

**CaCl<sub>2</sub>/CaBr<sub>2</sub>/ZnBr<sub>2</sub> (19,2 ppg; 2,305 SG)**

Algunos componentes ácidos pueden ser un problema de corrosión muy serio a altas densidades.

Pueden corroer el equipamiento del pozo en un corto tiempo. Siempre debe circularlos fuera del fondo lo antes posible. Existen muchas tablas y gráficos disponibles a través de los proveedores de salmuera / aditivos.

Verifique con el fabricante la densidad correcta a una temperatura y los requerimientos de presión. Bolsas de material densificante deben ser conservadas a mano. Muchas salmueras son hidrosκόpicas, lo que quiere decir que absorben agua de la atmósfera. En regiones húmedas la densidad se puede reducir varios decimos de libra por galón en el lapso de varias horas. La reducción es más pronunciada en fluidos más pesados, pero puede ocurrir a densidades más livianas. Observe de cerca las densidades de los fluidos. El desarrollo comercial de cristales ha sido de gran beneficio para la humanidad. Pero la formación de cristales en los fluidos puede ser un verdadero peligro. Al mezclar un fluido, una combinación de sales y minerales puede ser utilizado para obtener el peso de fluido deseado bajo las condiciones más seguras y económicas.

### **5.5 Fluidos de Empaque.**

Un buen fluido de empaque es no corrosivo y estable a la temperatura. A menudo la mezcla contiene todo el material que el agua puede mantener a una temperatura dada. A esto se le llama el punto de saturación.

No se puede ganar más peso con la adición de más material. Si se añade material, manteniendo la temperatura constante, una de dos cosas ocurrirá: el material se hundirá en el fondo del tanque o habrá cristalización. La cristalización aparenta la formación de hielo y el personal de campo lo llama congelación. Si es que la temperatura desciende en los tanques debido a un cambio en el clima u otros factores, la cristalización puede ocurrir.

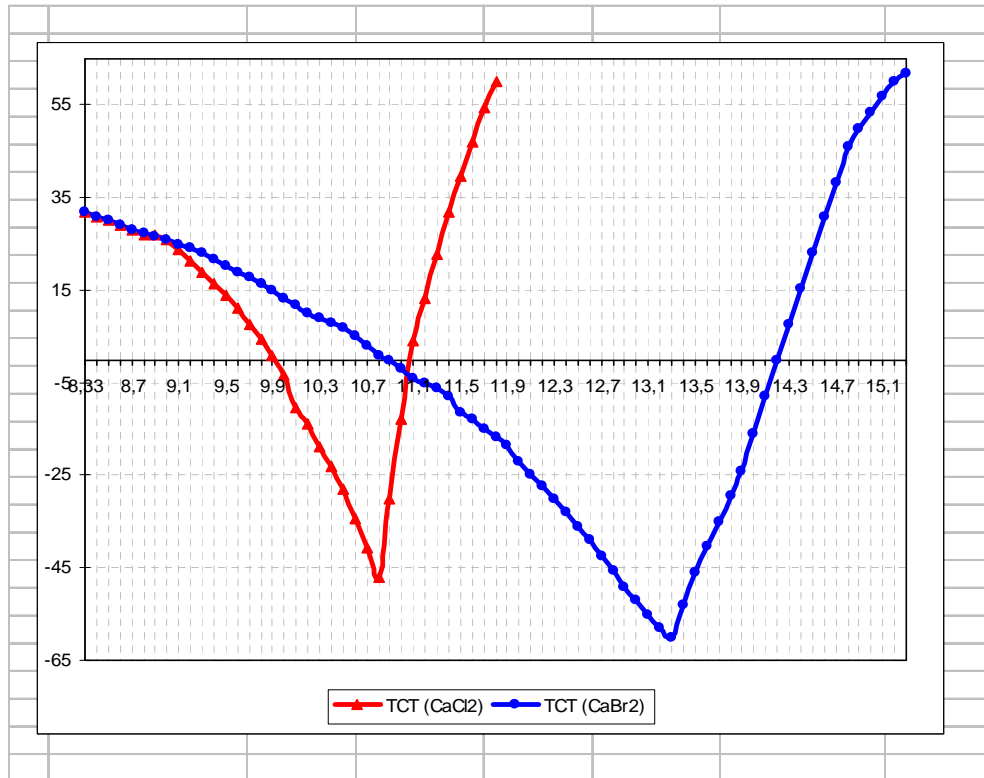
La cristalización reduce no solamente la densidad del fluido, sino también su habilidad para ser bombeado.

**Los gráficos** referentes a fluidos particulares deben ser consultados para obtener los datos exactos del mismo. La temperatura afecta a diferentes soluciones de manera diferente y las mezclas en invierno aceleran hacia el punto de congelamiento (**Punto de Cristalización verdadera TCT**).

**Para algunos ejemplos vea el gráfico adjunto.**



## CRISTALIZACION PARA EL CaCl2 y el CaBr2:



Variaciones en las proporciones de las salmueras o de sal y agua puede afectar el punto de cristalización de manera drástica. Por lo tanto, no utilice la información en su manual de entrenamiento.

**Obtenga gráficos del proveedor de fluidos** para consultar su situación en particular.

Cuando los fluidos de workover, como los descritos en esta sección son utilizados en climas fríos, serpentines a vapor u otras fuentes de calor deben estar disponibles para los tanques. Largas secciones de tubería deben ser aisladas. Mezclas de salmueras en invierno son afectadas reduciendo su temperatura hasta la de congelamiento (Temperatura de Cristalización Verdadera) e incrementando el costo por barril. Uno de los procedimientos más importantes en una reparación es a menudo el último paso antes de poner al pozo de vuelta en producción. Este paso es el

desplazamiento del espacio entre la tubería de revestimiento y el tubing con un fluido que permanecerá en el área hasta que se hagan nuevos trabajos en el pozo o hasta que sea abandonado. Las funciones primarias de un fluido de empaque incluyen proveer el control de la presión de la formación y prevenir el colapso de la tubería de revestimiento y el reventón de la sarta de producción. Un buen fluido de empaque no debe ser corrosivo, debe ser estable con el tiempo y la temperatura, no debe permitir que los sólidos caigan encima del packer y debe ser económico. Adicionalmente el fluido debe poder ser bombeado y no debe dañar los sellos del empaquetador.

En pozos antiguos, lodo de perforación era dejado en el pozo como fluido de empaque. Esto a menudo causó costosas operaciones de pesca durante la reparación del pozo debido a la separación de la fase sólida y la fase líquida a lo largo del tiempo.

La precipitación de sólidos (fallout o descenso) producía una acumulación parecida al cemento por asentamiento de sólidos encima del empaquetador.

Los lodos en base a cal utilizados como fluido de empaque - cuando son expuestos a la temperatura - reaccionan con las arcillas en el lodo y se pueden asentar, como el cemento. Estos problemas llevaron al desarrollo de los muchos buenos fluidos de empaque disponibles hoy en día.

Los tapones y las píldoras son utilizados, como tapones mecánicos, para resolver o controlar muchos problemas en el fondo del pozo y para el tratamiento del mismo. Los tapones y las píldoras tienen muchos usos, incluyendo los siguientes:

- Sellar fugas en la tubería de revestimiento.
- Corregir el perfil de inyección en la inyección de agua o pozos de desechos.
- Parar la pérdida de circulación en arenas permeables.
- Desviar ácidos durante la limpieza o estimulación del pozo.
- Cortar el flujo de aguas saladas.

- Ser colocadas en puntos dentro de una tubería o sarta de trabajo de 1.000' o más. Pueden ser fácilmente removidos y se puede trabajar a través de ellos con tubos concéntricos o tubería continua (coil tubing).
- Estabilizar zonas de formaciones no consolidadas.
- Mejorar los trabajos de cementación cuando son colocados antes del cemento para prevenir la pérdida de cemento de baja densidad a las zonas de pérdida.
- Ahogar reventones subterráneos.

Para lograr estas tareas, existen una gran variedad de tapones suaves, que pueden ser bombeados. Pueden consistir de cemento puro, lodo espesado en base a petróleo, diesel / cemento, diesel / bentonita, bentonita / cemento, sílice / arcilla, polímeros, plásticos, ácidos u otros variados materiales de pérdida de circulación, obstrucción y químicos tratados.

Estos compuestos están a menudo densificados y su viscosidad es relativamente alta. Retardador o acelerador de fraguado puede ser utilizado, dependiendo de la temperatura y tiempo de bombeo. Viscosificadores también son utilizados comúnmente.

En algunas ocasiones, un tapón complejo con retardador puede ser necesario. Si lo es, se puede añadir un ruptor de viscosidad para proveer un tiempo de duración del tapón predecible, usualmente de uno a diez días. (Esto se logra fácilmente en píldoras de polímero con una enzima que reduce las moléculas grandes de polisacárido (azúcar) a polímeros de bajo peso molecular y azúcar simple) Toda vez que un tapón de polímero se encuentra en contacto con la formación de producción debe contener algún ruptor de viscosidad.

Un caso típico sería un pozo dual donde una zona requiere de una cierta densidad para controlarlo, y esa densidad causaría la pérdida de circulación en la otra zona. Dependiendo de las instalaciones mecánicas y del arreglo de los empaquetadores, tuberías, etc., colocar una píldora pequeña o tapón en puntos en la zona débil. Añada el suficiente ruptor de viscosidad para disolver este tapón a futuro si es que la zona débil debe ser vuelta a poner en producción. En operaciones típicas, píldoras o tapones de 5 barriles (0.8m<sup>3</sup>) son usualmente suficientes. Frecuentemente uno o dos barriles son adecuados.

Los polímeros pueden ser utilizados para crear un empaquetamiento elastomérico en la sarta de la tubería. Esto se hace utilizando un polímero que se fraguará repentinamente. La tubería o la sarta de trabajo pueden ser llenados desde la superficie con un polímero plástico duro y gomoso, tan pesado como se desee. Las tuberías concéntricas pueden ser empujadas a través de este empaquetamiento y retiradas, giradas o reciprocadas tanto como se desee. Una vez que la sarta sea retirada, el pozo resultante se cerrará nuevamente.

Se debe tener cuidado al mezclar tapones que al separarse, forman agua o precipitados ácidos insolubles, los que podrían invadir la formación productiva. Pruebas piloto deben ser utilizadas si se utilizan ruptor de viscosidad. Estos sistemas deben ser mezclados a través de una tolva y deben ser bien agitados para asegurar una mezcla completa. Para ser efectivos, tapones suaves deben ser bombeados a la ubicación correcta predeterminada deseada.

Hacer todo esto de manera correcta a menudo requiere de algunos cálculos.

## **6.- FILTRACIÓN DE LOS FLUIDOS DE TERMINACIÓN Y REHABILITACION**

### **6.1 Definición - Fluido de Terminación y Fluido de Rehabilitación.**

#### **Fluido de Terminación.**

Puede ser definido como cualquier fluido usado durante la operación de terminación después de perforar el pozo y antes de producir cualquier cantidad de petróleo y/o gas a partir de la formación.

#### **Fluido de Rehabilitación.**

Puede ser definido como un fluido usado durante operaciones de reparación o rehabilitación, después de que un pozo haya producido petróleo y/o gas.

Puede tratarse del mismo fluido que el fluido de terminación.

### **6.2 Propósito**

Proporcionar un ambiente sin sólidos no perjudicial para las operaciones de terminación y rehabilitación de los pozos. Las aplicaciones incluyen:

- Filtro de Cascajo
- Transporte de Sólidos
- Fluidos de Control de Pozo
- Fluidos de Pesca
- Fluidos de Consolidación
- Perforación
- Control de Pozo

### **6.3 Fluido de Terminación con Salmuera.**

La salmuera minimiza el esponjamiento de la arcilla.

Las salmueras no contienen sólidos (ningún taponamiento de la formación causado por los sólidos).

#### **Criterios de Rendimiento**

- control de las presiones de la formación
- circulación y transporte de los sólidos
- protección de la zona productiva
- estable en la superficie y en el fondo del pozo
- manejo seguro
- seguro para el medio ambiente

- fácil de obtener
- Rentable

#### 6.4 Filtración de las Salmueras.

Se filtra las Salmueras, para eliminar los sólidos suspendidos que podrían obturar los poros de la formación y reducir la productividad del pozo. Simplemente, para minimizar el daño a la formación.

**Esta tabla nos da un estimado de el volumen de solidos en la salmuera**

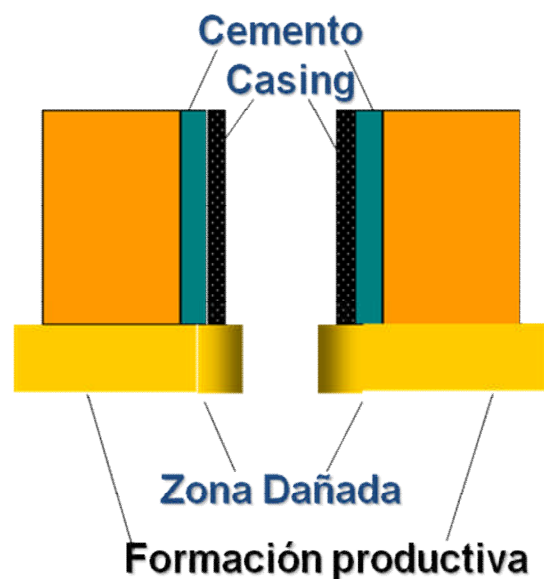
		ppm Sólidos en la salmuera					
BBL	25	50	75	100	250	500	1000
25	6	12	18	24	60	120	240
50	12	24	36	48	120	240	280
75	18	36	54	72	180	360	720
100	24	48	72	96	240	480	960
250	60	120	180	240	600	1200	2400
500	120	240	360	480	1200	2400	4800

**Pulgadas cúbicas de sólidos estimadas**

$$480 \text{ in}^3 = 2.1 \text{ gal (7.87 L) de sólidos}$$

#### Ejemplo : Datos

- 7" Pozo (17.78 cm)
- 300 bbls De fluidos perdidos hacia la formación
- Fluido Completación = 100 mg/l TSS
- 100' (30.5 M) = Intervalo productivo
- Punzado 8 tiros pies 32.2 cc/Perf (1/2" x 10")



### **Càlculo de la pérdida de capacidad productiva .**

- $300 \text{ bbls} \times 100 \text{ mg/l} = 1.834 \text{ litros de sólidos}$
- $32.2 \text{ cc/Perf} \times 800 \text{ Perfs} = 25.76 \text{ litros}$
- $1.834/25.76 \times 800 = 57 \text{ Perfs completamente obstruidas por } 100 \text{ mg/lts de sólidos in el fluido.}$
- $57/800 = 7\% \text{ de pérdidas en los punzados disponibles}$

### **¿Qué volumen de sólidos podrá provocar este daño ?**

Volumen de espacio poral en 2" de Zona dañada

$$\text{área de la zona} = 56.52 \text{ Pulg}^2$$

$$\text{volumen de la Zona} = 6782.4 \text{ Pulg}^3$$

$$\text{volumen del poral} = 1354.48 \text{ Pulg}^3$$

**1354 Pulgadas cúbicas**

### **¿Qué volumen de fluido conteniendo 500 mg/lit de sólidos será necesario perder hacia la formación para causar este daño?**

$$\text{Partes por Millón} = \text{Miligramos por Litros}$$

$$300 \text{ Barriles} = 47.691,00 \text{ Litros}$$

$$500 \text{ ppm} = 23.846,00 \text{ Gramos de sólidos}$$

Se Asume que: 1 gramo de sólidos ocupa un espacio de 1 centímetro cúbico.-

$$\text{Volumen de sólidos} = 1455 \text{ pulg}^3$$

$$\text{Respuesta} = \text{300 Barriles}$$

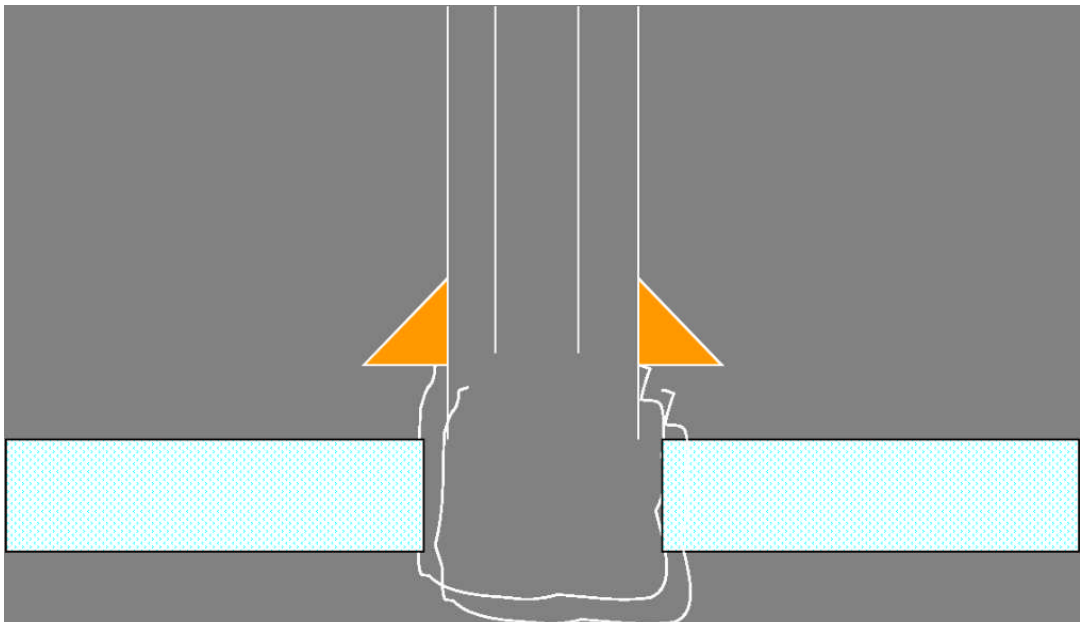
## 6.5 Operaciones de Terminación.

Una vez que se ha perforado el pozo, las operaciones de terminación comienzan de la siguiente manera:

- El fluido de perforación. de la zona productiva es el fluido inicial de terminación.
- La zona productiva está expuesta al agujero.
- Control del caudal de fluidos producidos.
- Minimiza los daños = maximiza la productividad
- Requiere fluidos de terminación no perjudicial.

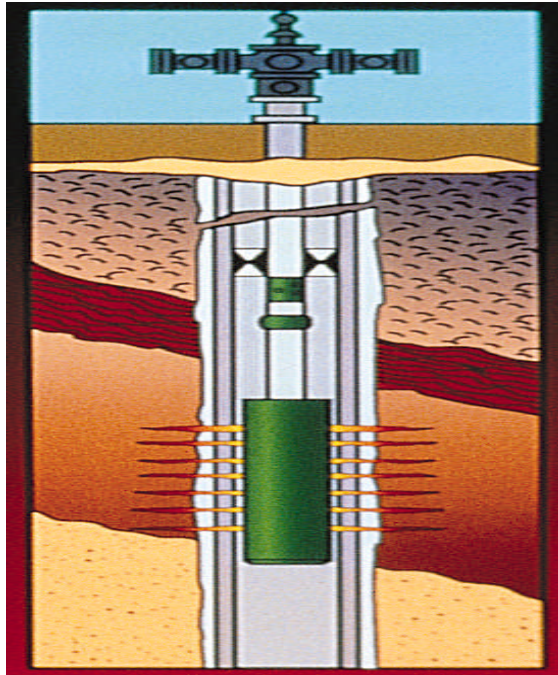
### 6.5.1 Terminaciones a Hueco Abierto

Formaciones consolidadas, estables. Sin Tubería de revestimiento.

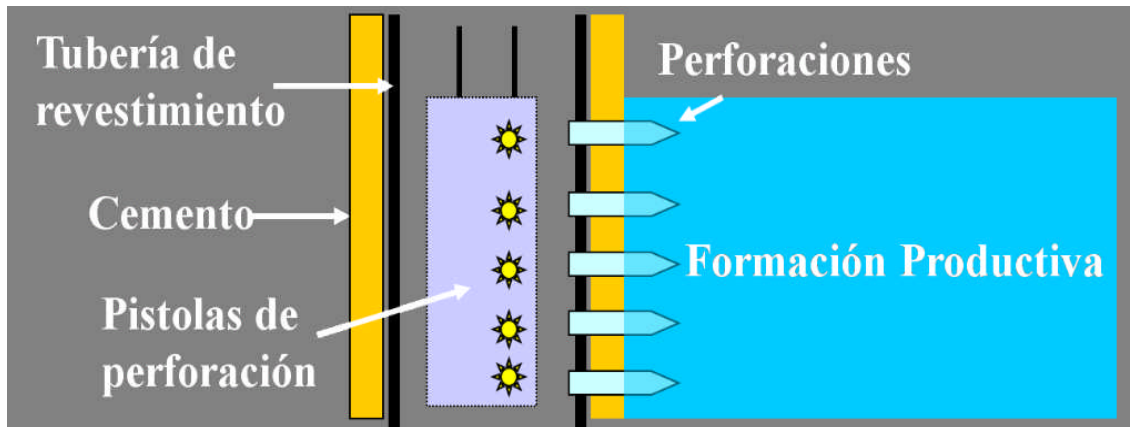




### 6.5.2 Terminaciones Perforadas de Pozo Entubado

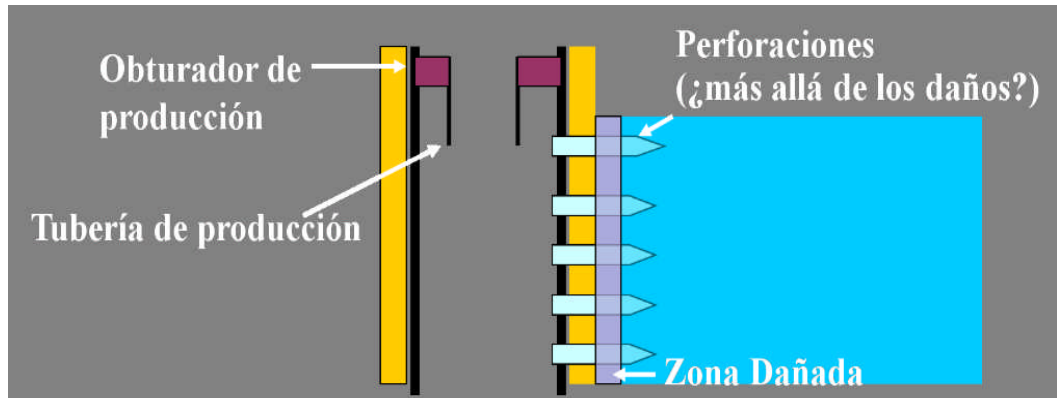


### 6.5.3 Terminaciones de Pozo Entubado



Formaciones inestables: tubería de revestimiento cementada y requiere el registro y una buena cementación .

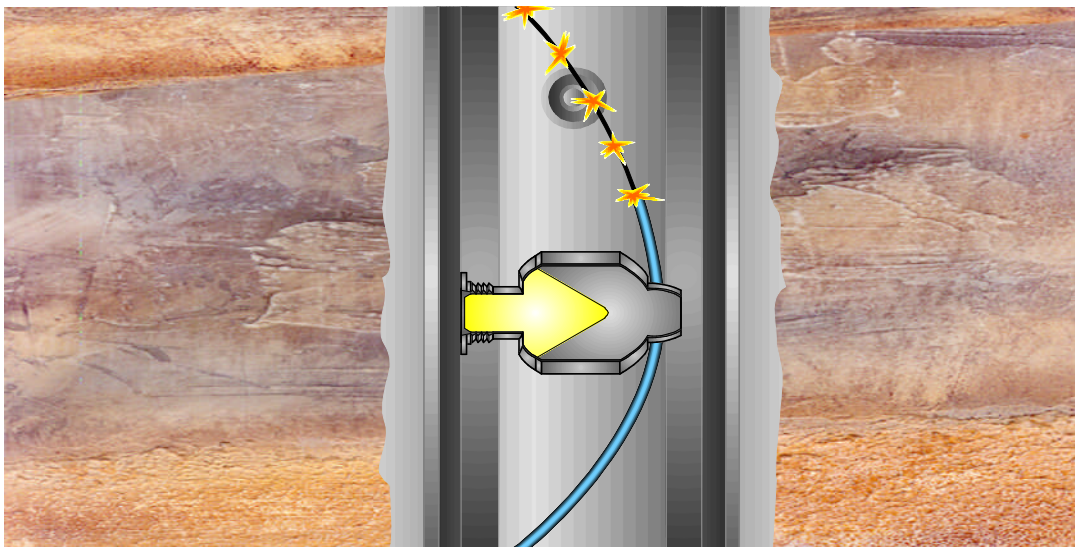
### 6.5.4 Operaciones de Terminación



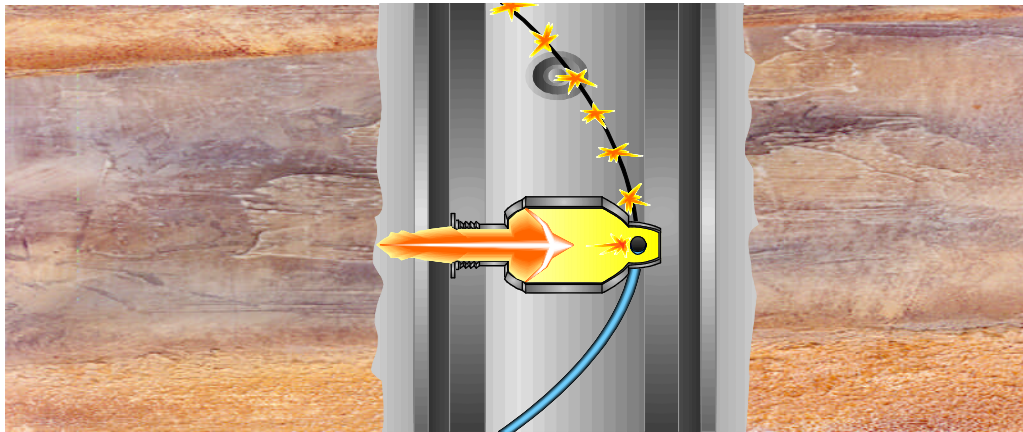
#### Terminaciones Perforadas :

- encaminadas por la tubería de producción / cable de alambre
- sobrebalanceada / subbalanceada
- idealmente => perforar más allá de los daños

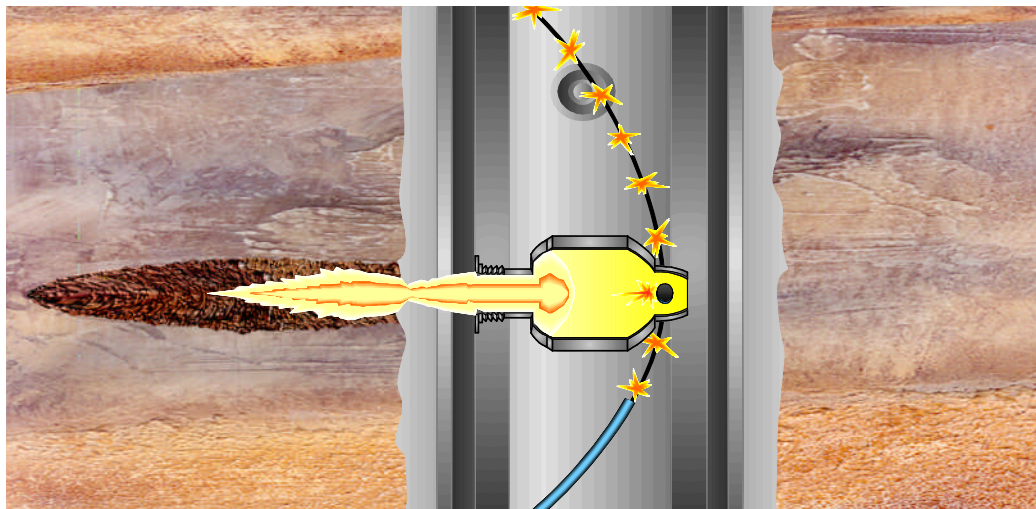
### 6.5.5 Carga de Perforación Antes de la Detonación



### 6.5.6 Gases de Chorro Inicial que Penetra en el Acero



### Secuencia de Perforación Completa

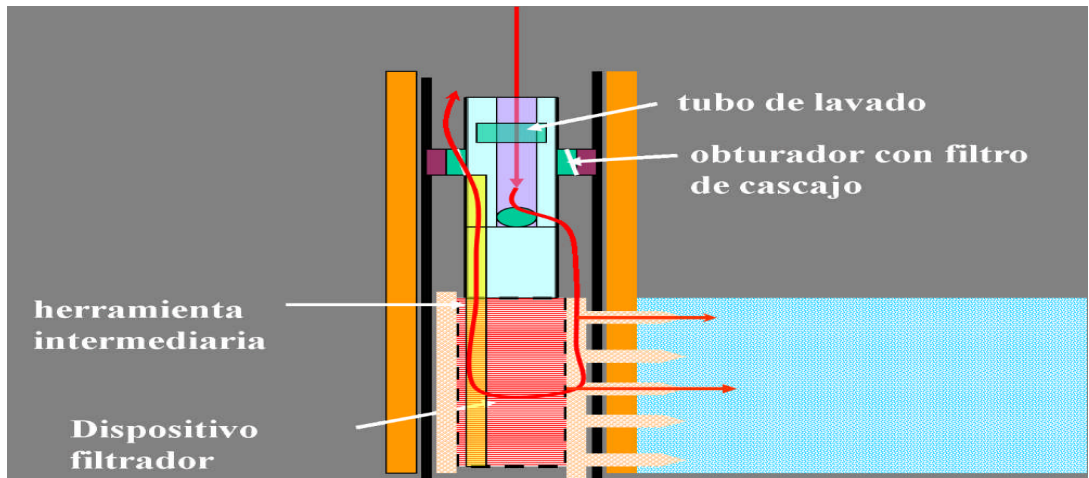


### 6.6 Control de Arena

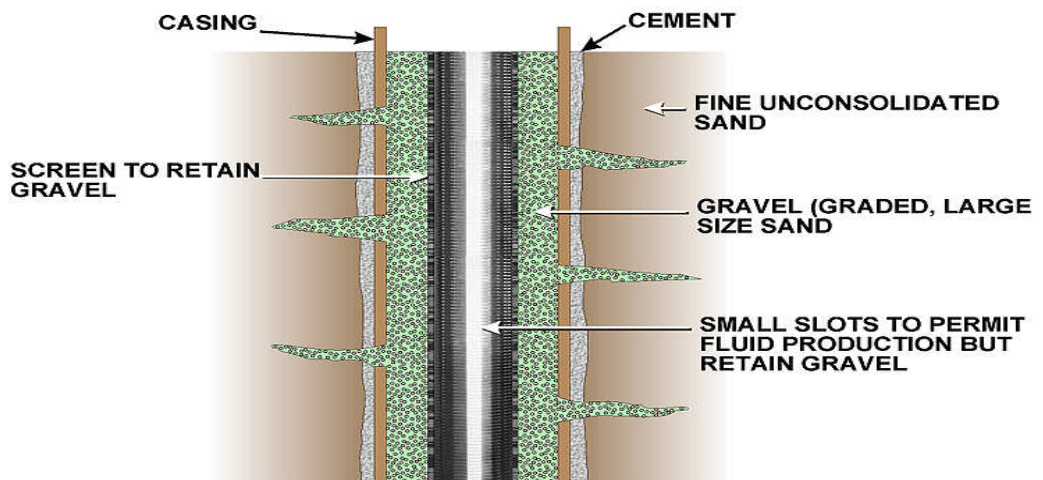
- Se coloca un obturador de empaque con filtro de grava encima de la zona
- Se circula cascajo dimensionado entre la tubería de producción perforada (tubo revestidor auxiliar / filtro) y la tubería de revestimiento
- Los tamaños del cascajo están diseñados para parar la arena de la formación y los orificios del filtro están diseñados para parar el cascajo
- Se coloca un obturador de empaque con filtro de grava encima de la zona
- Se circula cascajo dimensionado entre la tubería de producción perforada (tubo revestidor auxiliar / filtro) y la tubería de revestimiento.

- Los tamaños del cascajo están diseñados para parar la arena de la formación y los orificios del filtro están diseñados para parar el cascajo

### Terminaciones con Filtro de Cascajo



### IDEALIZED CONCEPT OF THE RESULT OF GRAVEL PACKING



### **Ventajas en las Terminaciones con Filtro de Cascajo Carbonato de Calcio ( En comparación con la consolidación química de la arena).**

- Control más eficaz de la arena en los intervalos largos.
- No depende de tantas reacciones químicas para ser eficaz y se deteriora menos con el tiempo.
- Más apropiado para controlar la arena en los pozos que ya han producido arena antes del tratamiento.
- Menos afectado por las variaciones de las permeabilidades de la arena de la formación.
- Generalmente menos costoso.

### **Desventajas**

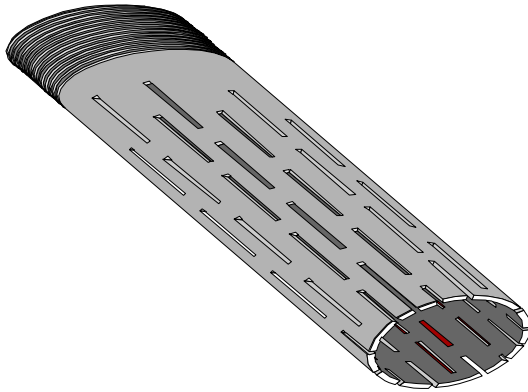
- Diámetro del pozo reducido debido a la presencia del filtro dentro del agujero.
- Las operaciones correctivas generalmente requieren el retiro del filtro, del obturador de empaque y del cascajo.
- Los filtros pueden sufrir erosión y corrosión por las altas velocidades de los fluidos y la producción de fluidos corrosivos.
- Más difícil de aislar la producción de agua o gas no deseado .

### **Requisitos para un Filtro de Cascajo Eficaz**

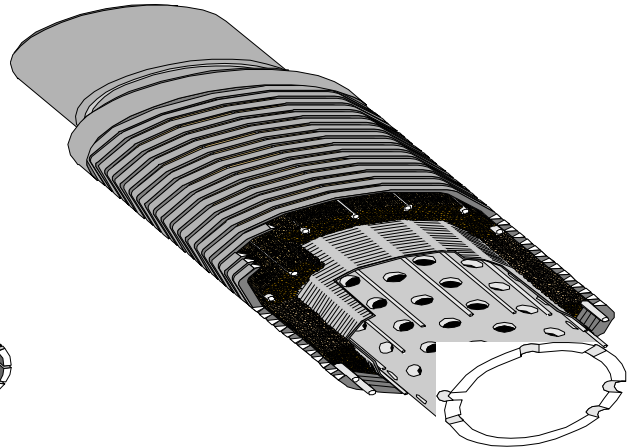
- El espacio poral entre los granos de cascajo debe ser lo suficientemente pequeño para detener la arena de la formación.
- Se debe empaquetar de manera compacta a través de todo el intervalo de terminación, con el mayor radio de empaque posible.
- Debe ser mantenido en su sitio por un filtro o un tubo revestidor auxiliar.
- Debe resistir a cualquier movimiento de los granos causado por los fluidos producidos .

### **Tubo Revestidor Auxiliar Ranurado para el Control de la Arena.**

- Usado inicialmente para controlar la arena de la formación en los pozos de agua. Fig.(a)
- Usado principalmente en pozos de baja tasa de producción con largos intervalos de terminación
- Reemplazado por filtros de alambre más costosos en muchas operaciones de petróleo y gas



**Fig.(a)**



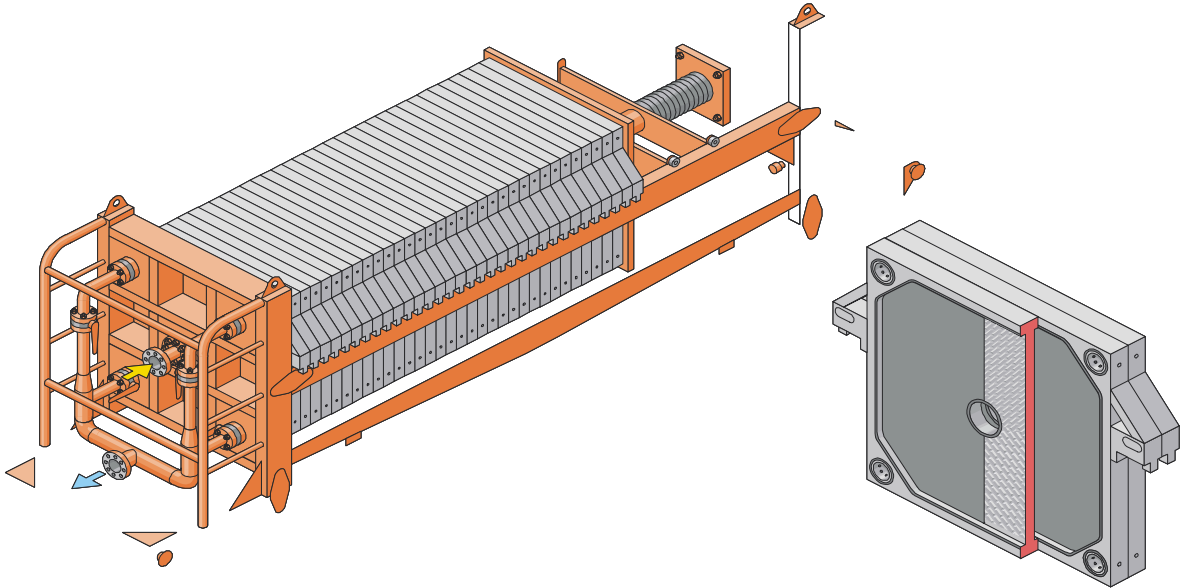
**Fig.(b)**

### **Filtros Prefabricados**

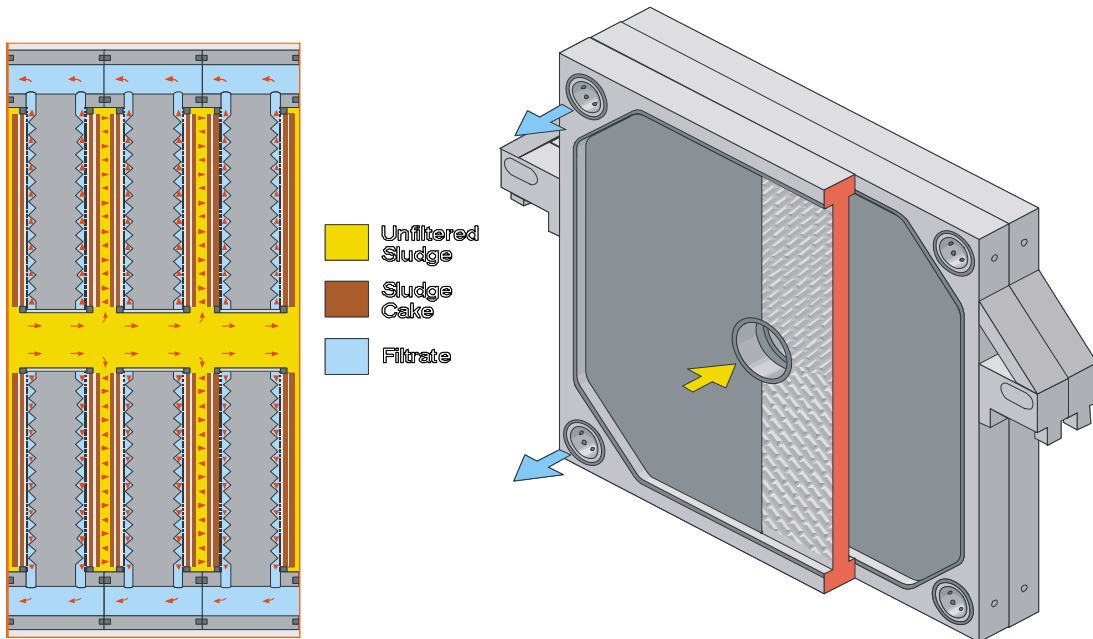
- Más fácilmente obturados por el lodo o los fluidos sucios. Fig. (b)
- Se dañan fácilmente al ser introducidos en el agujero.
- Actualmente, se usan más en agujeros largos, horizontales y de gran ángulo donde es difícil rellenar satisfactoriamente todo el intervalo con cascajo.
- No deberían ser usados sin rodearlos con cascajos.
- Usar siempre fluidos de terminación sin sólidos .

**6.7 Equipos de Filtrado: estos equipos se utiliza para filtrar el fluido de Completacion o Workover que serán usados en el pozo.  
Ver anexo (pag.66-67)**

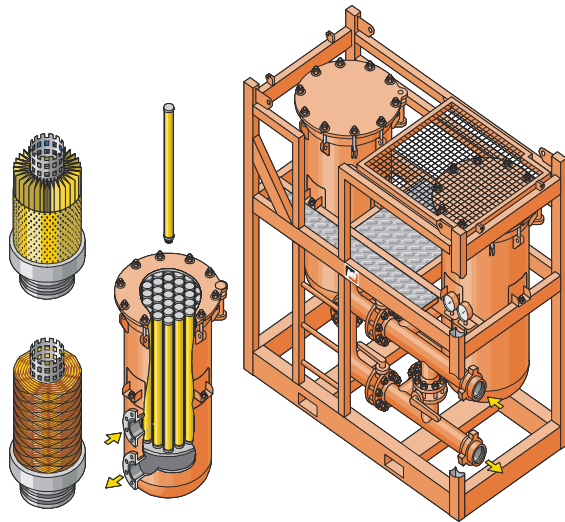
**D.E. Filter Press Unit**



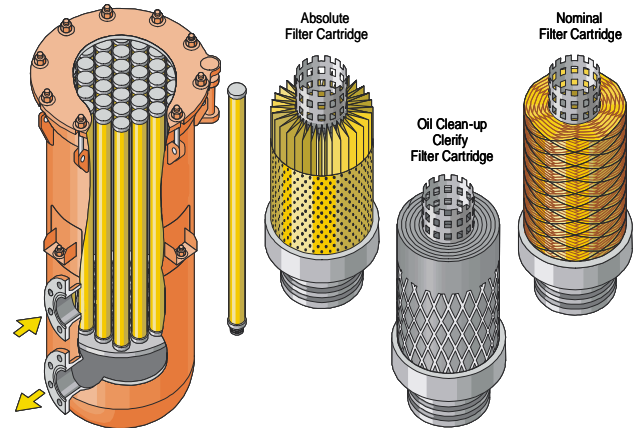
**D.E. Filter Press Unit – Principios de Operación**



## Duplex Cartridge Filter Unit



## Duplex Cartridge Filter Unit: Cartridge Type



### Cartuchos Nominales (Filtro de Profundidad)

- Valor arbitrario asignado por el fabricante.
- También llamado filtro de profundidad, el tamaño de la apertura poral disminuye en la dirección del flujo desde afuera hacia adentro.
- Perfilados en forma de cuña .
- Trabajan mejor con reducidas tasas de flujos bajos y con fluidos de bajas viscosidades.
- Se puede estimar el % en peso eliminado por encima de un tamaño de partícula dado. La remoción de partículas no es siempre total y depende de las condiciones de operación.
- Fácil de Alterar.
- Construcción de masa fibrosa: Hilada ,envuelta-ovillos, carreteles o ligados con resina. Masa fibrosa alrededor de un núcleo hueco.
- Superficie extendida – papel, tela, metal poroso, plegado interno alrededor de un núcleo.



### **Cartuchos Absolutos (cartuchos de captura superficial.**

- Actúa como filtro o tamiz con una estrecha distribución de tamaños de poros fijos.
- Se puede asignar una eficacia de eliminación “absoluta” de partículas y se puede depender del cartucho principalmente para eliminar todas las partículas de un tamaño micrométrico determinado o de un tamaño mayor: Puede eliminar partículas mas pequeñas que la capacidad nominal base del cartucho.-
- Superficie del filtro puede ser 10 veces mayor que para los filtros de profundidad...resultando mayores velocidades de flujos y una mayor capacidad de retención de impurezas .-
- Generalmente del tipo de superficies plegadas extendidas.-
- Mayor costo inicial.-
- Usado cuando no se puede perjudicar la integridad del fluido.-

### **Eficiencia en la Remoción de Sólidos**

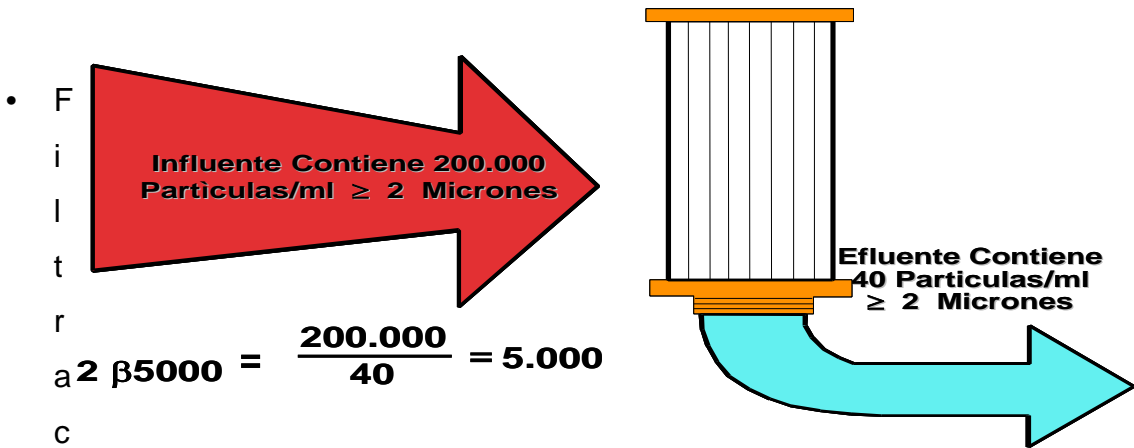
$$B = \frac{100}{100 - \text{Eficiencia}}$$
$$\text{Eficiencia} = \frac{(B - 1)}{B} \times 100$$

El fluido más limpio posible tiene una relación de  $1/1 = 1$ . El fluido más sucio posible tiene una relación Beta de  $0/1 = 0$ .

En general , una relación Beta de 0,90 es considerada limpia.

La mayoría de las aplicaciones de campo de petróleo requieren una Relación Beta de 100 o mayor.

## Relación Beta



Esta relación Beta indica la relación directa de las partículas influentes 200 000 /ml al filtro de 2 micrones con respecto a las partículas efluentes 40/ml.

## Calidad de la Filtración

El ojo Humano no puede ver Partículas más Pequeñas que 40 Micrones.

El 90% de las Partículas Suspendidas en las Salmueras tienen Diámetros Menores de 20 micrones.

Tales sólidos que contaminan los fluidos aparecen como “niebla-bruma ” medida por la turbidez.

## Ejemplo: queremos calcular la pérdida de producción, debido a un volumen determinado de sólidos que obturan los baleos

Suponer:

Agujero de 7” (17,78 c,)

300 Bbls de fluido perdido en la formación

Fluido de Terminación= 100 mg/l TSS

100 (30,5 m) = Intervalo Productivo

8 voladuras/pie

32,2 cc/perf (1/2” x 10”)

## ¿qué pérdida de capacidad de producción resultará de esta situación?

300 Bbls x 100 mg/l= 1,834 litros de sólidos.-

32,2 cc/perf x 800 perf= 25,76 litros.-

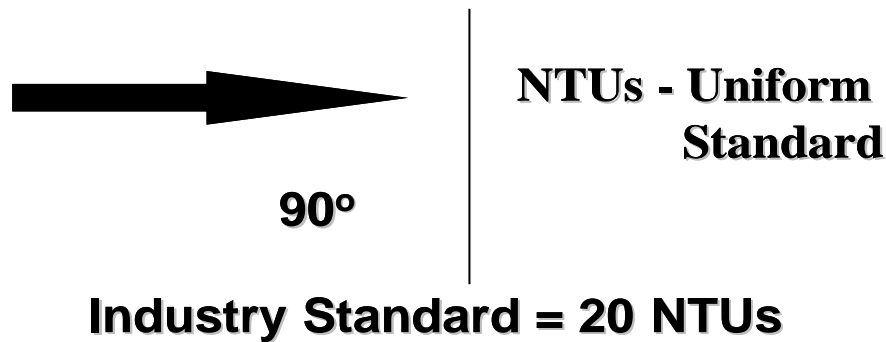
$1,834/25,76 \times 800 = 57$  perfs completamente obturadas por 100 ppm sólidos en fluido.

$57/800 = 7\%$  pérdida en perforaciones disponibles

Suponiendo una gravedad específica media de contaminante de  $GE=2,4$   
Unas 150 libras de sólidos ocuparán aproximadamente un volumen de un pie cúbico. Este es el volumen aproximado presente en un espacio anular de 6" de ancho, 2 pies de largo, alrededor de un agujero de 7" en una formación con una porosidad media de 30%

### **Unidades Nefelométricas de Turbidez (NTUs)**

Nefelometría es la técnica de orientar y hacer fluir un haz luminoso sobre la muestra y medir la cantidad de luz disipada en cierto ángulo.



NTU = Unidad de Turbidez Nefelométrica (esta unidad es una unidad Standard en la industria de la filtración de fluidos). Es una medida

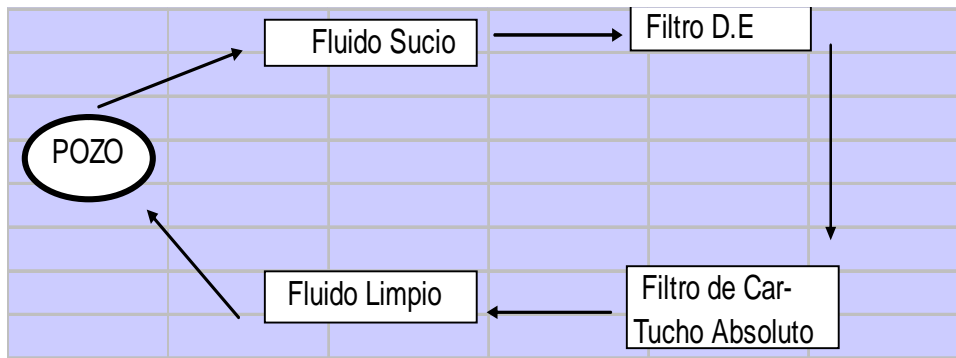
Indirecta de la cantidad de sólidos suspendidos en el fluido.

Un haz de luz es emitido a través del fluido y la medida de la luz

Dispersada a cierto ángulo es medida como **NTU's**.

## 7.- PROCESOS DE FILTRACIÓN

### Configuración Típica del Sistema de Filtración del Sitio del Pozo



#### 7.1 Procedimiento de Filtración

**Revestimiento Preliminar:** Establece una costra de filtro inicial que cubre toda la superficie.

- Se prefiere realizar el revestimiento preliminar con fluido limpio.
- Bombear hasta que el Fluido este claro.
- Alimentación del cuerpo, ayuda a mantener una permeabilidad constante en la costra del filtro, dentro de la corriente principal del fluido contaminado.
- Necesaria porque los Sólidos eliminados pueden formar una costra impermeable a ser comprimidos.-

**Purga y Limpieza:** La terminación del proceso de filtración se basa en la reducción de la velocidad del flujo y la alta presión diferencial a través del filtro.

**Estas dos condiciones suelen ocurrir, aproximadamente al mismo tiempo.**

Son los resultados de la formación de una costra de filtro completa o una zona impermeable en cada costra de filtro.

El fluido que permanece dentro del depósito debería ser bombeado hacia afuera con una bomba de diafragma para ser utilizado de nuevo.-

## 7.2 Control de Calidad en el Campo.

### Se realiza lo siguiente en la muestra del fluido:

“Shakeouts” (centrifugación).-

Prueba de turbidez.-

Análisis gravimétrico.-

Granulometría.-

Muestra del fluido

Donde muestrear.-

Cuándo muestrear.-

Cómo muestrear.-

**a) “Shakeout” (Centrifugación):** Estimación del porcentaje de sólidos y precisión limitada.

Determinar la relación de adición.

Mezcla de tierra diatomácea.

**b) Turbidez:** Es la propiedad de un líquido que hace que el líquido difunda o absorba la luz

### **c) Análisis Gravimétrico**

Total de Sólidos Suspendidos Expresado en partes por Millón (PPM).

Juego Compacto de Análisis en el Sitio.

Simple procedimiento de prueba.

Método reconocido por API para correlacionar las indicaciones de turbidez con el total de Sólidos Suspendidos.

#### **Procedimiento gravimétrico**

- pesar el disco de filtro secado previamente y registrar el peso original.-

- Cargar el disco en la bomba manual.

- Hacer circular 100 ml de la muestra a través del disco en porciones de 20 ml.

-Hacer circular 500 ml de agua destilada a través del disco para disolver cualquier sales solubles.

-Retirar el disco y secarlo a 140 °F durante una hora.

-Enfriar por 30 minutos en un desecador. pesarlo al 0,1 mg más próximo y registrar el resultado como peso final.

**Total de Sólidos Suspendidos (mg/l)**

$$= \frac{\text{(Peso final del disco - Peso original del disco) x100}}{\text{Volumen de la muestra en ml}}$$

## 8.- TECNOLOGIA DE LA LIMPIEZA DE TUBULARES

### 8.1 Limpieza Efectiva del Pozo.

La limpieza efectiva del pozo consiste en:

- Remoción total de gomas & sólidos del pozo
- Limpieza del casing ID's en preparación para operar packers de producción y para pruebas de pozo y la instalación de otros equipos de completación
- Prevenir NPT durante las operaciones de completación como resultado de basura dejada en el pozo
- Prevenir el daño a la formación durante el cañoneo
- Desplazamiento de fluido de perforación con salmuera
- Optimizar un desplazamiento eficiente para ahorrar tiempo de equipo
- Minimizar costos de Filtración, Fluido de completación & químicos.



**MI SWACO**

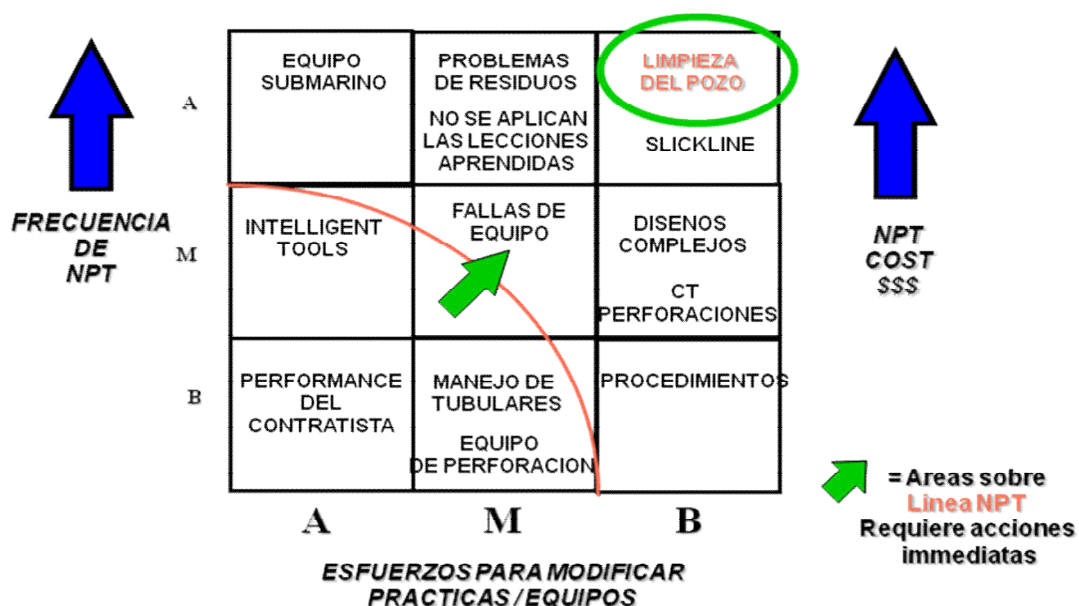
## 8.2. Importancia de una Limpieza Efectiva del pozo

La importancia de una Limpieza efectiva del Pozo:

1. Optimizar la eficiencia del desplazamiento para ahorrar tiempo de Equipo.
2. Dejar el pozo sin residuos para minimizar el Tiempo no Productivo (**NPT: Tiempo de No Productividad**) durante las siguientes operaciones de TERMINACION después del desplazamiento.
3. Minimizar los costos de filtración del fluido de TERMINACION.
4. Minimizar los daños a la Formación. Como: evitando que todos los escombros recolectados por las herramientas y los productos químicos de desplazamiento, puedan en las siguientes maniobras operacionales del pozo entrar en contacto con la formación.
5. Implicaciones de una limpieza inefectiva del pozo.
6. Una de las más grandes operadoras en el mundo ha calculado perdidas por US \$ 300 millones al año por NPT durante las operaciones de TERMINACION de las cuales pueden ser atribuidas directamente a la mala limpieza y a residuos dejados en el pozo.

### BP Performance

### *Non Productive Time Matrix*





### 8.3 Resultados de Estudios de BP/Shell.

- Experiencias pasadas indican que el 30% de los **NPT** durante la completación ha sido el resultado de mala limpieza del pozo (Shell Expro & BP North Sea).
- Experiencias pasadas indican que el 30% de los **NPT** durante la completación ha sido el resultado de mala limpieza del pozo (Shell Expro & BP North Sea).
- Históricamente, pocos esfuerzos / tiempo se dedica a esta etapa de la completación .
- Con la incorporación de las herramientas de Limpieza Mecánica, Este número se reduce a <10%.
- De acuerdo con Shell, el porcentaje de **NPT** en la etapa de completación de pozos es normalmente de 2 a 3 veces mayor que en la etapa de perforación.
- Costo de **NPT**:
  - Shell – aprox. \$45 MM
  - BP – aprox. \$90 MM

### 8.4 Una Limpieza efectiva depende de:

- Extracción de emulsiones residuos sólidos e introducirlos en la corriente de fluido
- Mantenerla suspendida en la corriente de fluido
- Transportarla fuera del pozo



**Restos metálicos recolectados por la FINGER BASKET**



## 8.5 Factores que Afectan la Limpieza.

### Factores que afectan la limpieza

<b>Velocidad Anular</b>	<b>Min.150 fpm</b>
<b>Régimen de Flujo Turb.</b>	<b>↑Turbulence / ↑HL Cleaning</b>
<b>Reología del Fluido</b>	<b>↑Viscosity / ↑HL Cleaning</b>
<b>Rotation and Reciprocation</b>	<b>Rotation– Dependent on inclination &amp; geometry Reciprocation</b>
<b>Eccentricidad</b>	<b>↑Pipe StandOff / ↑HL Cleaning</b>
<b>Hole Inclinación</b>	<b>↑Inclination / ↓HL Cleaning</b>
<b>Wellbore Geometry</b>	<b>Changes in Geometry / ↓HL Cleaning</b>
<b>Particle Size &amp; Density</b>	<b>↑Particle size or density / ↓HL Cleaning</b>



**MI SWACO**

## **8.6 Utilización de la Herramienta de Limpieza**

Para utilizar las herramientas de limpieza debemos de tener presente lo siguiente:

- Remover residuos del lodo e incrustaciones del casing
- Asistir a la limpieza química mediante la acción física
- Remover partículas metálicas
- Permitir la limpieza de los rams de BOP
- Secuestrar los grandes sedimentos de barita
- Optimizar el desplazamiento químico para permitir una limpieza eficiente
- Asegurarnos una exitosa corrida de Packer.
- Prevenir el daño de las mallas de control de arenas
- Remover impurezas dañinas de las perforaciones del casing
- Testear el tope de liner
- Remover sedimentos en operaciones de pesca
- Remover impurezas que causen daño a la formación.
- Ahorrar tiempo no productivos

## 9.- HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA DE TUBULARES

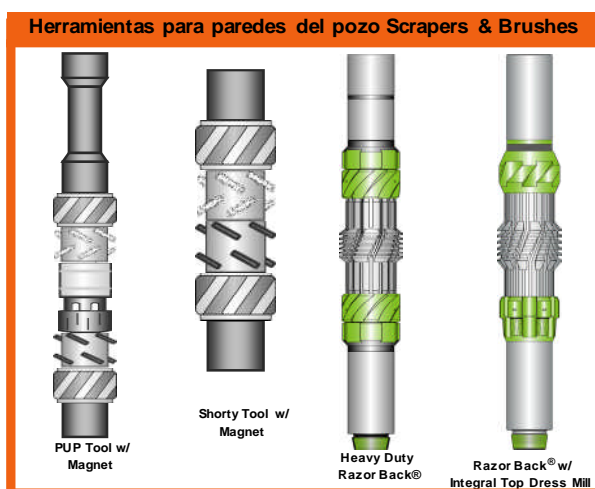
### 9.1 Herramientas para la limpieza de las Paredes del Pozo

Ver anexo (pag.62-63)

#### a) Scrapers y Brushers (Cuchillas y Cepillos)

### Herramientas para la limpieza de las Paredes del Pozo

## Scrapers & Brushes



**MI SWACO**

#### b) PUP (Cuchilla, cepillo, magneto, junk basket). Ver anexo(pag.64-65)

- Diseño Modular – [Scraper](#), Junk Basket, Magnet, [Brush](#); Como Parte Integral de la Herramienta.
- Diseño de Rotación – El mandril rota, Ninguno de los Carrier Rota; reduce el desgaste en el Casing .
- Ningún Broche Externo – Reduce el riesgo que ningún componente se pueda caer dentro del pozo.
- El PUP TOOL fue diseñada con un tool joint integrado. No requiere herramientas especiales para su manejo. De esta manera el ahorro de tiempo es de taladro, específicamente en la planchada del mismo.

- El PUP TOOL tiene solamente **una** conexión interna. Este tipo de conexión fue diseñada y analizada por H.O. Mohr Engineering y es más fuerte que alguna conexión de una sarta convencional de perforación



### c) SHORTY

- Diseño Modular – Scraper, Junk Basket, Magnet, Brush; Disponible con 2, 3, o 4 carriers
- Diseño de Rotación – El mandril rota, Ninguno de los Carrier Rota; reduce el desgaste en el Casing
- Ningún Broche Externo – Reduce el riesgo que ningún componente se pueda caer dentro del pozo.
- El PUP TOOL fue diseñada con un tool joint integrado. No requiere herramientas especiales para su manejo. De esta manera el ahorro de tiempo es de taladro, específicamente en la planchada del mismo.

El PUP TOOL tiene solamente **una** conexión interna. Este tipo de conexión fue diseñada y analizada por H.O. Mohr Engineering y es más fuerte que alguna conexión de una sarta convencional de perforación.



Fig. Shorty

#### **d) Finger Basket**

Fue diseñada con un tool joint integrado. No requiere herramientas especiales para su manejo. De esta manera el ahorro de tiempo es de taladro, específicamente en la planchada del mismo.

- Diseño de Rotación – El mandril rota, La cesta NO Rota; reduce el desgaste en el Casing.
- Amplia entrada y capacidad – Efectiva recolección de debris que no pudieran ser circulados fuera del pozo.
- Mayor ID – realza la circulación inversa para una limpieza más rápida .



#### **e) Liner Top Test Packer**

- Mayor área interna de bypass - facilita velocidades de viaje más rápidas para reducir el efecto pistón.
- Robusto diseño – Pueden ser usadas para perforar cemento, eliminando un viaje adicional para hacer un cambio de BHA
- Simple diseño – Fácil activación y desactivación por apoyo y levantamiento de la sarta.



#### f) Well Commissioner

- Permite realizar pruebas de entrada de fluidos o negativas en el mismo viaje que la limpieza.
- Cuerpo Integral de Razor Back® (raspador) o Bristle Back® (cepillo)
- Moledor Integral de tope de liner.
- By-pass interno por debajo del elemento de empaque.
- Simple de operar.
- Mandril de tubería de perforación de alta resistencia de una pieza.

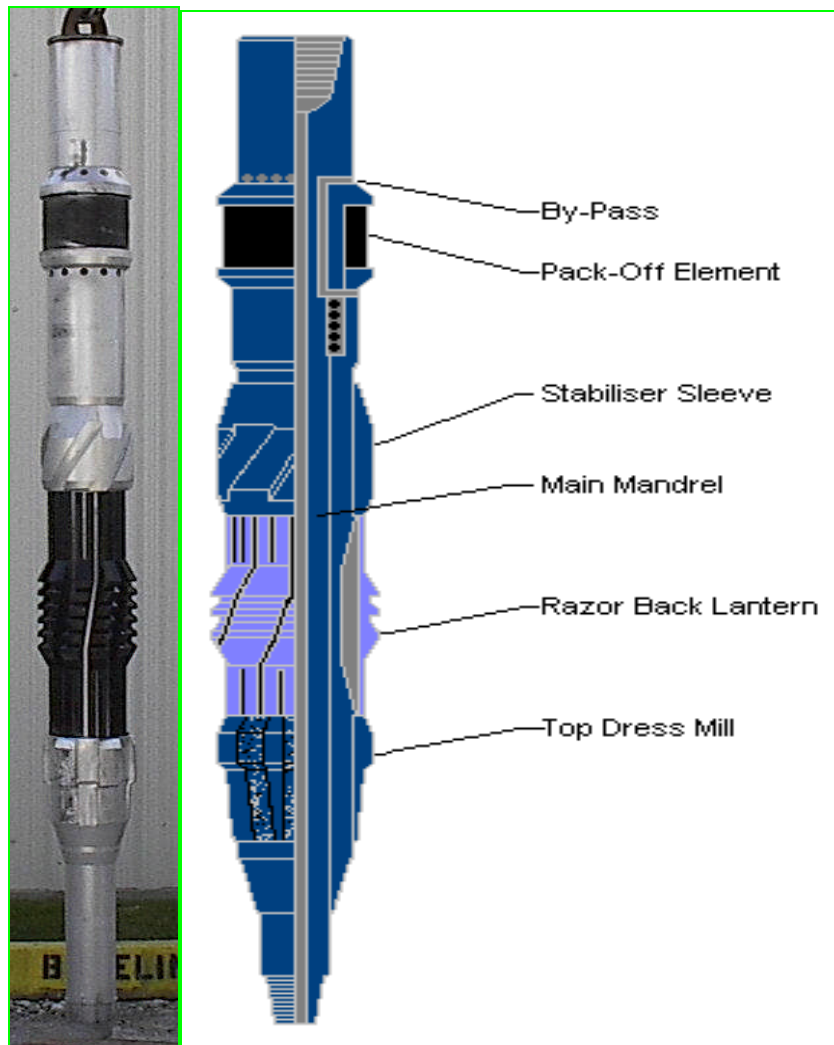
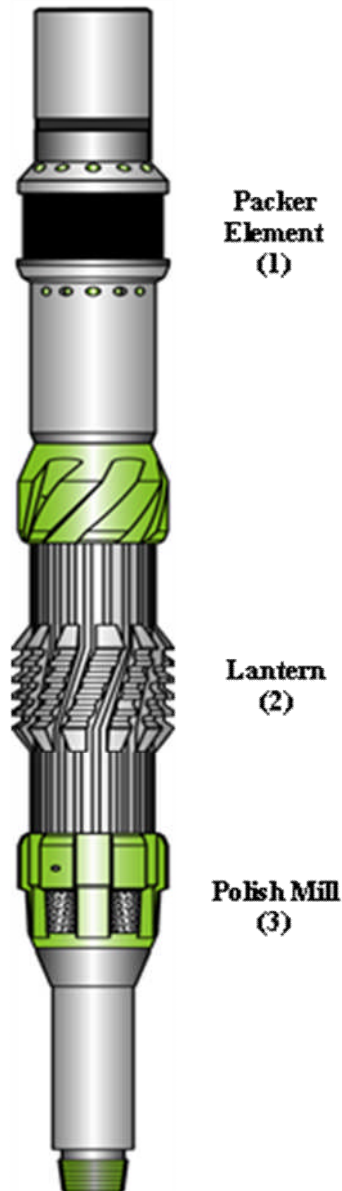


Fig. Componentes del Well Commissioner.



El Well Commissioner consta de **tres 3** componentes principales:



**- El liner top polish mill .**

esta diseñado para establecerse en el tope del liner. La cara del fresador esta provista con un dispositivo de viaje seguro que

elimina la posibilidad de activación de la herramientas durante las maniobras en el pozo. Una vez localizada la herramienta en el tope del PBR (Polish Bore Receptacle), el dispositivo de viaje seguro se activa y la herramienta esta lista para funcionar.

Auto centralizable, no rotacional, Hojas de acero que permiten cubrir los 360° del casing .

**- El elemento top pack-off .**

constituido por elastómero 90/80/90 Duro (Nitrile) diseñado para un rango de trabajo de 5,000 psi Diferencial (pos. & neg.) para la herramienta standard a una temperatura superior a los 300°F.

Es no rotacional, auto estabilizada lo cual promueve el alto contacto con el casing, amplia cobertura y atributos de buena limpieza .

**- El elemento de soporte del pack-off**

Esta equipado con una válvula de by-pass con puertos que permiten amplia área de flujo.

Permite circulación convencional o reversa.

La herramienta elimina carreras siendo corrida en conjunto con la sarta del desplazamiento o durante la limpieza o en cualquier momento de la operación.

Conceptualmente se diseña ingenierilmente en conjunto con otras herramientas

Permite eliminar corridas múltiples ahorrando valioso tiempo de equipo.

## 9.2 Caso Histórico 1 :



El Magneto recolectó – 2.5 Kg de Desecho Metálico

## Caso Histórico 2 : APACHE Anticlinal



Fig. Peso de Partículas Metálicas 860 gr

### Caso Histórico 3: APACHE Anticlinal



Fig. Fijo Packer, sin problemas



## 10.- VÁLVULAS DE CIRCULACIÓN PARA OPERACIONES DE WORKOVER Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN (DRILLING FLUIDS).

Las válvulas de Circulación se incrementan los rates de Bombeo para :

- \* Minimizar el tiempo de Circulación .
- \* Lograr el Flujo Turbulento

### MFCT®



Múltiple  
ciclos

### SABS®



Cerrado  
Abierto  
Cerrado

### DABS®



Abierto  
Cerrado  
Abierto

### CCV®



7 Ciclos

### PBS®



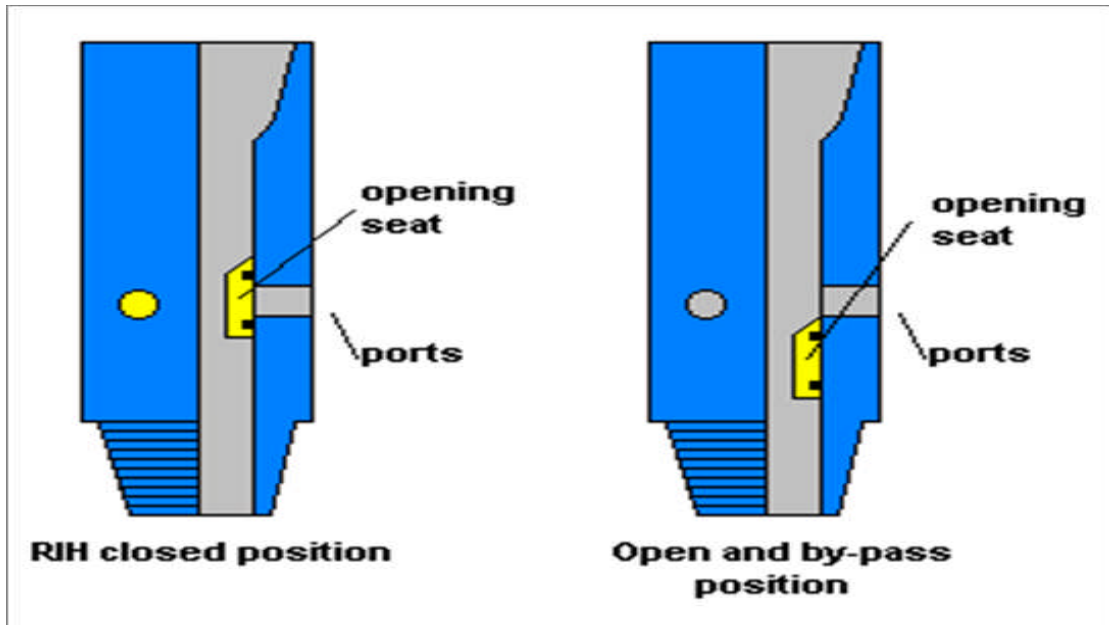
Cerrado  
Abierto

### SJCT®



Diseñado para  
2 Ciclos

## Ported By-Pass



- Para proveer comunicación entre la tubería de perforación y el anular
- Se abre al soltar una Bola en superficie
- Se corre como elemento de contingencia encima del Well Patroller en caso de que este se llene o tapone mientras se saca tubería.

## **Multi-Activation Circulating Valve**

- Mayor área de bypass – no hay limitaciones con la velocidad durante el viaje incrementa la eficacia del desplazamiento.

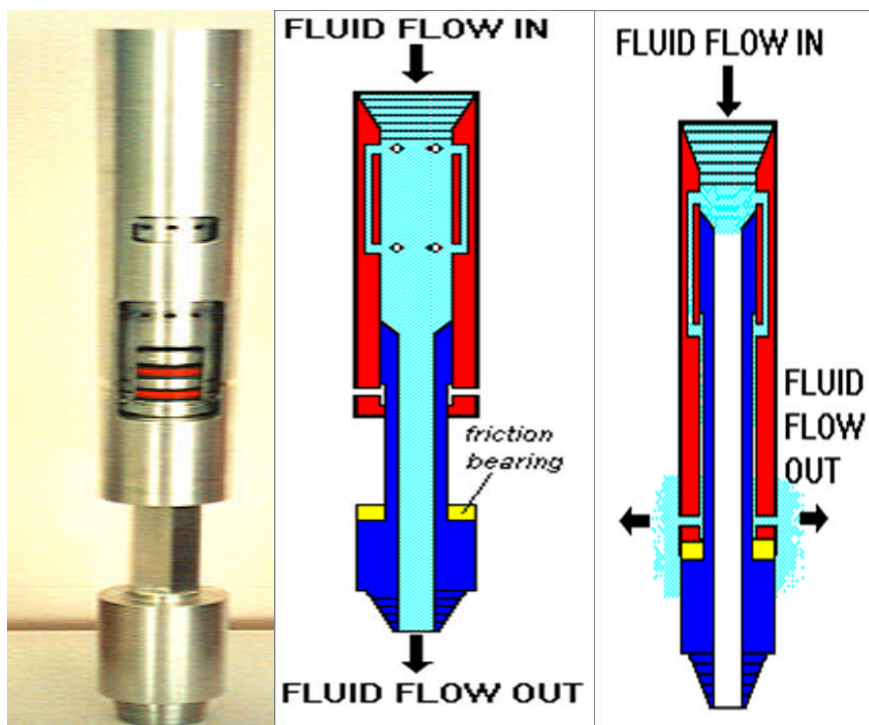


- Diseño Robusto – puede ser usado para perforar cemento; elimina la necesidad de un viaje adicional para cambiar BHA .

- Puede variarse la aplicación del peso para su activación – Lo cual va a depender de la aplicación de la herramienta según el diseño de ingeniería seleccionado.
- Aislamiento de rotación – una vez abierto, ninguna torsión será transmitida debajo de la válvula (Tubería y Liner). Puede rotarse la sarta y toda la sarta debajo de la herramienta permanecerá estática.

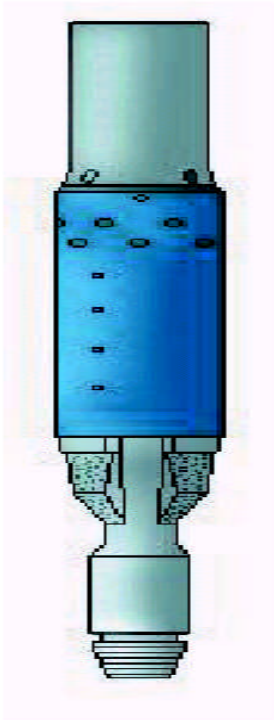
### Herramienta Multi-funcional de Circulación .

- Incrementa la rata de circulación por encima del tope del liner
- Puede correrle cuando se muele y/o perfora
- 5" con anillos de cizalla de 7k o 15k
- 6-1/2" con anillos de cizalla de 7k, 20k, 30k, 40k y 60k



## Otras Herramientas:

### Junk Muncher



- Mandril de tubería de perforación de alta resistencia de una pieza.
- Diseñado para ser corrido cuando se encuentran grandes piezas de residuos en el pozo.
- Orejas con cubierta de Carbono Tungsteno adecuadas para pulir el PBR del tope del liner.
- Viene con basilla de recolección que permite la circulación del material pequeño fuera del pozo.
- Aplicaciones: operaciones post moler casing y cortar ventanas, y limpieza de intervalos perforados.

### Ridge Back Burr Mill



## 11.- PRUEBAS REALIZADOS EN EL CAMPO

Date: August 19-21,2008 (Run 1)  
 Casing Size: 9 5/8" – 47 ppf x 9 5/8" – 53.5 ppf,  
 Liner: 7" – 32 ppf  
 Mud: 1,900 kg/m3 (15.8 ppg) OBM  
 Underalance Fluid: 1,000 kg/m3 ( 8.33 ppg)  
 Date: September 1-5,2008  
 Liner: 5"-18 ppf Liner  
 Fluid in the Hole: 1,150 kg/m3 WBM

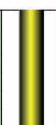
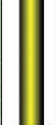
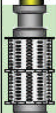
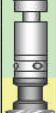



Casing / Liner " Profund.: m	Diagram	Tope form:m TD / TVD [m]	Pozo Diám:"	Tipo de Lodo	Densidad g/l	Volumenes: m3 Sup + Csg /Liner + Pozo +Ad.	Días	Caudal gpm
<b>TD: 800</b> <b>OD: 13 3/8"</b> 61 PPF K55		Chaco	17 1/2"	WBM <b>Bentonita Extendida</b>	1040 / 1080	Superficie 120 Pozo:W: +10% 136.6 Volumen Recibido Dilución + Admisión 150 Volumen Total: <b>406.6</b>	Total Tr <b>8</b>	1000
		FM. RIO SECO	12 1/4"	OBM <b>Versadril</b>	1200 / 1260	Superficie 120 Pozo:W: +10% 229.3 Casing Ant. 63.5 Volumen Recibido <b>280</b> Dilución + Admisión 420 Nuevo a fab. <b>552.8</b> Volumen Total: <b>832.8</b> <b>Gas Oil:</b> 365	Total Tr <b>20</b>  T. Acu. <b>28</b>	600
FM. LUMBRERA								
FM. MAIZ GORDO								
FM. MEALLA								
<b>TD: 3540 m</b> <b>OD: 9 5/8"</b> 53,5 lb/ft-P110		FM. OLMEDO Sup.	8 1/2" RWD	OBM <b>Versadril</b>	1900 / 2100	Superficie 80 Pozo:W: +10% 12.5 Casing Ant. 130.7 Volumen Recibido <b>160</b> Dilución + Admisión Volumen a Fabricar <b>63.2</b> Total: <b>223.2</b>	Total Tr <b>10</b>  T. Acu. <b>38</b>	360
		Mbro. SALINO						
		FM. OLMEDO Inf.						
<b>TD: 3770 m</b> <b>Liner OD: 7"</b> 32 PPF-HC140  Liner OD:5" 15 PPF-N80 <b>TD: 3980 m</b>		FM. YACORAITE	6"	WBM <b>Geothermal</b>  <b>H.T.M.</b>	1100 / 1200	Superficie 120 Pozo:W: +10% 4.25 Dilución + Admisión Recibido: <b>0</b> Casing Ant. 128.4 Nuevo a fab. <b>252.65</b> Total: <b>252.65</b>	Total Tr <b>15</b>  <b>Total</b> <b>53</b>	220
		Mbro. Pto Guardián						
		FM. PALMAR LARGO						



## Landing Collar – Negative test BHA Proa X-1

		1,900 kg/m3 OBM 1,000 kg/m3 fresh water underbalance fluid		CUSTOMER: Gran Tierra En	Engineer: Jorge Oszyka		
				WELL NUMBER: Proa X-1	Sales Contact: Mauricio Rasso		
				LOCATION: Formosa, Arg	Reviewed By:		
				PREPARED BY: Alejandro Marin	Page: 1		
				DATE: AUGUST 21, 2008	Revision: 0		
7" LINER NEGATIVE TEST							
		DESCRIPTION	Max OD	Min ID	Tool Length	Depth to Top of Tool	Depth to Bottom of Tool
Casing 9 5/8" 47# 0 m - 3,014 m		5" Drill Pipe 4 1/2" IF (box up) 120 STANDS + 14.05 METERS	6.625	3.750	3017.26	0.00	3017.26
Casing 9 5/8" 53.2# 3,014 m - 3,457.61 m		5" Drill Pipe 4 1/2" IF (box up)	6.625	3.750	438.20	3017.26	3455.46
Empaque de Prueba		9 5/8" Hi-Pressure Well Commissioner (Upper Part) (WC 179) stabilizer) w/ 4 1/2" IF (Box up) (8.374")	8.374	2.250	2.15	3455.46	<b>3457.61</b>
		9 5/8" Well Commissioner (Lower Part - Enters Liner Top) 3 1/2" IF Pin	4.750	2.250	0.61	3457.61	3458.22
Liner 7" 32# 3,457.61 m - 3,766.90 m I.D. 6.094		3 1/2" Drill Pipe 3 1/2" IF (Box Up) 21 Singles	4.750	2.563	204.07	3458.22	3662.29
		4 3/4" Bumper sub w/ 3 1/2" IF (Box Up) 20" Stroke S/N:72277 (Weatherford)	4.750	2.000	2.80	3662.29	3665.09
		4 3/4" Drill Collars (9 Joints) w/ 3 1/2" IF (Box Up)	4.750	2.250	81.14	3665.09	3746.23
		5 7/8" String Mill (Smooth Face) 3 1/2" IF (Box up) S/N: 708583 Weatherford	5.875	2.250	1.55	3746.23	3747.78
Ensamblaje #1 (Herramientas pre-torqueadas en Tartagal)		Shoe 1/2" IF Box x 3 1/2" Reg Box S/N: 304090 Weatherford	4.750	1.500	0.83	3747.78	3748.61
		5.900" Cement Mill w/ 3 1/2" Reg Pin (5 X 3/8" nozzles, TFA= 0.11 ) S/N: 15439 Weatherford	5.900	N/A	0.31	3748.61	<b>3749.92</b>
Mill to landing collar					6.14	LC	3742.78

## Landing Collar drill out– Negative test – Displacement BHA Proa X-1

		DESCRIPTION	Max OD	Min ID	Tool Length	Depth to top of tool	Depth to bottom of tool	
Casing 9 5/8" 47# 0 m - 3,014 m		5" Drill Pipe 4 1/2" IF (box up)	6.625	3.750	2999.16	0.00	2999.16	
		5" Drill Pipe 4 1/2" IF (box up)	6.625	3.750	375.80	2999.16	3374.96	
Casing 9 5/8" 53.2# 3,014 m - 3,457.61 m		9 5/8" Finger Basket 4 1/2" IF Box Up S/N: A60B0103	8.313	2.375	5.27	3374.96	3380.23	
		7" Multi - Action Circulating Valve 7.14" TFA 4 1/2" IF Box Up S/N: 70001001	7.000	2.250	3.43	3380.23	3383.66	
Assembly # 3 (Pre-torqueado en Tartagal)		9 5/8" Pup Combo Scraper / Brush 8.300" Stabilizers 4 1/2" IF Box Up S/N: 6001101	8.300	2.250	3.15	3383.66	3386.81	
		8 .250" OD Stabilizer (cara lisa) 1/2" IF Box Up S/N: 9730-13	4	8.250	3.000	1.31	3386.81	3388.13
		Crossover 4 1/2" IF Box x 3 1/2" IF Pin	6.500	2.500	2.00	3388.13	3390.13	
Liner 7" 32# 3,458.2 - 3,600 m I.D. 6.094		4 3/4" Drill Collars w/ 3 1/2" IF (Box Up) 5 STANDS	4.750	2.250	137.36	3390.13	3527.49	
		7" Hi-Pressure Well Commissioner (Upper Part) (WC 154) gauge ring) w/ 3 1/2" IF (Box Up)	(5.964")	6.200	1.500	1.86	3527.49	3529.35
Test Packer		7" Well Commissioner (Lower part) (Enters Liner) 2 7/8" HT-Pac Pin	3.125	1.500	0.63	3529.35	3529.98	
		Crossover 2 7/8" HT Pac Box x 2 7/8" Pac Pin S/N: N/A	3.125	1.500	0.34	3529.98	3530.32	
Casing 5" 18# 3,529.35 m - 3,890.15 m		2 7/8" DrillPipe w/ 2 7/8" PAC (Caja up) 22 Singles	3.125	1.500	208.32	3530.32	3738.64	
		Crossover 2 7/8" Pac Box x 2 3/8" Reg Pin	3.250	1.250	0.49	3738.64	3739.13	
		3 1/8" Bumper sub w/ 2 3/8" Reg (Box Up) 721584	S/N:	3.125	1.000	2.84	3739.13	3741.97
		3 1/8" Drill Collars w/ 2 3/8" Reg (Box Up) 15 sencillos (22 ppf) 3.8 Ton weight available on mill	3.125	1.000	135.98	3741.97	3877.95	
		Crossover 2 3/8" Reg Box x 2 7/8" Pac Pin S/N: 6910	3.500	1.500	0.16	3877.95	3878.11	
Assembly #1		Crossover 2 7/8" Pac box x 2 3/8" Pac Pin S/N: 722344	3.125	1.250	0.32	3878.11	3878.42	
		5" Shorty Combo Scraper, Magnet, Brush Stabilizers 3.900" 2 3/8" PAC (Box up) S/N: 2801061	3.900	1.000	1.61	3878.42	3880.03	
		Crossover 2 3/8" Pac Box x 2 3/8" Reg Pin S/N: 712339	3.125	1.000	0.21	3880.03	3880.24	
		4 1/16" String Mill (Smooth Face) 2 3/8" Reg (Box x Box) S/N: 62771 Weatherford	4.063	1.000	1.08	3880.24	3881.32	
		Crossover 2 3/8" Caja x Caja S/N: 721853	3.125	1.250	0.48	3881.32	3881.80	
		4 1/8" Cement Mill w/ 2 3/8" Reg Pin	4.125	1.000	0.35	3881.80	3882.14	
Mill to Shoe					8.01	LC	3866.60	

**12.- COSTO DE LAS HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA DEL POZO  
(SPECIALIZED TOOLS) EN LAS OPERACIONES DE BP.**

Concepto	Nombre del Pozo				
	CUSIANA TA-27	Liria YR-6	Cusiana K-6	Cupiagua XL-5	Liria YT-8Y
Costo total aproximado de taladro					
	US\$70,000	US\$70,000	US\$65,000	US\$90,000	US\$85,000
Tiempo y Dinero utilizado para la Limpieza del PBR	Approx 25 hrs US\$ 72,925	Approx 24 hrs US\$ 70,000	Approx 24 hrs US\$ 65,000	Approx. 20 hrs US\$75000	Approx 24 hrs US\$85,000
Tiempo ahorrado por el incremento de la rata de bombeo usando la MFCT	15,2 hrs US\$ 44,338	2,43 hrs US\$ 7,086	24,2 hrs US\$ 65,540	2.7 hrs. US\$10,125	13.8 hrs US\$48,875
Tiempo ahorrado inmediatamente despues de la activacion de By-pass sub	Approx. 5.48 hrs US\$ 15,987	Approx. 5.33 hrs US\$ 15,552	Approx. 5.8 hrs US\$ 15,708	Approx. 5.86 hrs US\$22,000	Approx. 10 hrs US\$ 35,417
Tiempo y Dinero utilizado para Limpiar cemento en el liner de 4 1/2"	n/a	n/a	Aprox 36 hrs US\$ 97,500	n/a	Approx. 24 hrs US\$85000
Total tiempo y Dinero Ahorrado	45.68 hrs \$133.250	31.76 hrs \$92.638	90 hrs \$243.748	28.56 hrs \$107.125	71.8 hrs US\$254,292
Costo Total de las Herremientas	\$74.518	\$66.593	\$47.090	US \$69,433	US\$ 82,141
Cargos por Stand By	US \$16,079	US \$41,245	US \$30,840	US \$0.00	US \$0.00
Ahorro Inmediato	\$58.732	\$26.045	\$196.658	\$37.691,20	US \$172,151
Ahorro Neto	US\$ 42,428	US\$ -15,199	US\$ 167,469	US \$37691.20	US \$172,151

**Note1: El ahorro Inmediato reportado en esta tabla esta relacionado al ahorro real que se hubiera tenido en el pozo si no se hubiera incurrido en cargos adicionales de Stand By.**

**Note2: En el Pozo Liria 6 Hubo exceso de cargos Stand By debidos a cambios en el programa de perforacion**

## 13.- CONCLUSIONES.

1. Los beneficios de una efectiva limpieza del pozo son:
  - Ahorro en tiempo de equipo.
  - Reducción de Tiempo No Productivo
  - Corridas y asentadas de Packer de producción o testeos exitosas.
  - Instalación exitosa en la fase de completación.
  - Evitar trabajos de workover tempranos.
  - Minimizar el daño a la formación.
  - Ahorro de costos.
2. Objetivos que son alcanzados durante una limpieza del pozo:
  - Filtración del Fluido de Completación, según especificaciones de la operadora.
  - Desplazamiento del Fluido de Completación.
  - Polisheado del PBR (pulido del Polish Bore Receptacle).
  - Prueba positiva y negativa en el tope de liner.
  - Limpieza del área del Tubing Hanger (Colgador de Tubing).
  - Limpieza del área interna de los casings y liners.
  - Remover las grasas, óxidos, sólidos remanentes del pozo.
  - Limpieza de BOP's y Well Heads (Preventores de reventones y Cabezas de Pozo).
  - Limpieza de Riser.
  - Minimizar desechos .
  - Limpieza de Tanques y Piletas de fluidos.
  - Control de los niveles de agua contaminada.
  - Cumplir con la legislación vigente.
  - Bombeo de agentes químicos de limpieza.
  - Control de tanques y piletas.
3. Indicadores de una Limpieza en el pozo:
  - Medición de Turbidez y Contenido de Sólidos en el fluido.
  - Validación de limpieza del pozo mediante la Well Patroller.
  - Óxidos fuera del pozo.
  - Las herramientas al salir del pozo (pulling) deben estar limpias.

4. La filtración de las salmueras es necesaria para asegurarse que el fluido no contenga sólidos.
5. La filtración de (tierra diatomácea) con cartuchos protectores corriente abajo es necesario para minimizar el daño a la formación.
6. Las velocidades de filtración son afectadas por la velocidad de flujo, la presión, la viscosidad del fluido, el tamaño y la concentración de sólidos, y la superficie del filtro.
7. La penetración de partículas sólidas puede causar daños irreversibles a la formación.
8. El ingeniero de fluidos de terminación es responsable de asegurar la calidad del fluido mediante la filtración.
9. La limpieza química del pozo debe ser complementada con la limpieza mecánica de los tubulares.
10. Para los trabajos de completación y es necesario y vital un adecuado programa de fluidos eficiente, que permita un óptimo desplazamiento.
11. El uso de herramientas de limpieza mecánica, genera gran reducción de tiempos de taladro y por lo tanto ahorros netos en la fase de completación de un pozo.

#### **14.- RECOMENDACIONES.**

1. A todas las Herramientas PUP/ Shorty se deberán realizar ensayos de partículas penetrantes residual magnética. Estos ensayos se ejecutaran sobre todo el cuerpo de la herramienta detallado por mandril y Bottom Sub incluidos sus correspondientes roscas.
2. Las otras inspecciones de rutina serán las de uniones de Roscas según Standard en uso.
3. La primeras herramientas a inspeccionar serán aquellas más viejas.
4. La secuencia de las inspecciones indicadas en el punto 1 se llevarán a cabo cada 800 horas de trabajo.
5. Se utilizará inhibidor de corrosión atmosférico para proteger las herramientas a la salida del taller. Ninguna herramienta saldrá del taller sin este requerimiento.

6. Cada herramienta deberá ser inspeccionada de acuerdo a los procedimientos de mantenimiento corporativo, por pozo.
7. Todo componente que debe ser reemplazado será facturado como cambio de partes en el mantenimiento de acuerdo al costo correspondiente.
8. Toda herramienta que vaya a ser utilizada nuevamente deberá ser inspeccionada por la empresa contratada. No se prestara servicio de modo “ de pozo en pozo sin inspección”
9. Se le informara siempre al cliente que la herramienta deberá ser operada por Ingeniero de herramientas de MI SWACO.
10. Si la operadora optase por utilizar la herramienta sin el servicio de la empresa contratada . Dicha empresa de Servicio no reconocerán cargos de ningún tipo , citando como ejemplo los derivados de: daños en componentes, falla de servicio, pescas, aprisionamientos, manipuleo u operación realizada por terceros.
11. La Empresa que realiza estas operaciones de limpieza, recomendará para todas las operaciones donde sean utilizadas nuestras herramientas, que el fluido donde operara deberá contar con Inhibidores de corrosión, secuestrantes de SH<sub>2</sub> – Safe Scav HSW - , Secuestrantes de O<sub>2</sub> dado que pueda presentar según sea las características del reservorio gases ácidos como SH<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> entre otros.

## 15.- ANEXOS.

Ejemplo: Limpieza exitosa de la cuchilla



Example: Limpieza exitosa del Razor Back



Example: Limpieza exitosa del Razor Back





## Corrida #1 Well Bore Clean Out (Molienda de Retenedor)

7" PUP Cuchilla/Cuchilla/Magneto/Cepillo

Salida de las Herramientas



## Residuos Metálicos en la Herramienta PUP



## Unidad de Filtración.





## **16.- BIBLIOGRAFIA**

- M-I SWACO SERVICES, Fluidos de terminación y rehabilitación.
- M-I SWACO, Equipos de Filtrado.
- IFE SERVICES
- HALLIBURTON SERVICES – Fluidos de Completación.
- SMITH INT’L SERVICES
- ANCHOR DRILLING FLUIDS – Año 2000.
- CHEVRON PETROLEUM TECHNOLOGY Co,
- FTC (FILTRATION TECHNOLOGY COMPANY, LTD).