



Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico

Completación y Reacondicionamiento de Pozos





Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico

Completación y Reacondicionamiento de Pozos

Advertencia

Esta obra es propiedad del CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela S.A. y está protegida por Derecho de Autor y/o COPYRIGHT.

Está expresamente prohibida su reproducción parcial o total por cualquier medio y restringido su uso sin la autorización previa por escrito del CIED.

Cualquier violación de estas disposiciones es contraria a la ley e implica acciones civiles y penales a los infractores.

Cualquier información sobre esta obra puede ser solicitada en:
Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED)
Centro de Información y Documentación Integral (CIDI)
Carretera Intercomunal, Tamare, Edo. Zulia. Apartado 69
Tif.: (065)31.03.22 (Master), Fax: (065)31.06.76 (061)50.28.11

ISBN 980-284-712-7

Créditos

Especialistas en Contenido:

Eduardo Ríos CIED

Américo Perozo CIED

Diseñador Instruccional:

Glenys González CIED

Completación y Reacondicionamiento de Pozos

Visión General

Introducción Los pozos son la única manera de comunicar al yacimiento con la superficie.

La efectividad de esa comunicación es un factor importante en la producción del yacimiento así como en la economía total. Los pozos representan el mayor gasto en el desarrollo del yacimiento.

La completación de los pozos deben ser diseñadas para obtener la máxima rentabilidad en el campo.

Objetivo General Seleccionar los diversos elementos y técnicas necesarias para lograr la completación óptima y segura de un pozo productor o inyector, así como también las herramientas que contribuyen a evitar problemas en la producción efectiva de los pozos.

Capítulos A continuación se presentan los capítulos que serán desarrollados en este manual.

Capítulos	Página
Introducción a la completación de pozos	1-1
Fluidos de completación	2-1
Técnicas de cañoneo	3-1
Equipos de subsuelo	4-1
Operaciones de subsuelo	5-1
Reparación de pozos	6-1
Referencias bibliográficas	3

Capítulo I

Introducción a la Completación de Pozos

Visión General

Introducción La completación de un pozo es la parte esencial de su producción. El conocimiento de los tipos de completación y los aspectos relacionados con ella, contribuirán a disminuir los problemas operacionales que se presentan usualmente.

Objetivo Específico Identificar los tipos de completación de pozos, al considerar los aspectos de producción del yacimiento.

Contenido A continuación se presentan los contenidos que serán desarrollados en este capítulo :

Temas	Página
Completación de pozos	1-2
Completación a hueco abierto	1-3
Completación con tubería ranurada no cementada	1-5
Completación a hueco revestido y cañoneado	1-6
Completación sencilla	1-8
Completación múltiple	1-9
Consideraciones de seguridad durante la completación de pozos	1-12
Consideraciones en el diseño de completación de pozos	1-13

Completación de Pozos

¿ Qué contempla?

La completación abarca desde la terminación de la perforación del pozo hasta que se instala a la producción.

Aspectos por considerar

En la completación del pozo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos: el revestimiento del hoyo, la disposición del equipo de producción y el número de zonas productoras.

Aspectos	Consideraciones
Revestimiento del Hoyo.	Se refiere a la forma de proteger el hoyo con la tubería de revestimiento, de acuerdo con la profundidad y tipos de formaciones productoras.
Disposición del Equipo de Producción.	Consiste en el diseño de los equipos de tuberías, empaaduras, nipples, etc., que, conectados entre sí, permiten la producción de zonas con hidrocarburos.
Número de Zonas Productoras.	Se refiere a la cantidad de lentes productivos en posibilidad de ser abiertos a la producción, lo cual depende de su potencial y profundidad.

Tipos

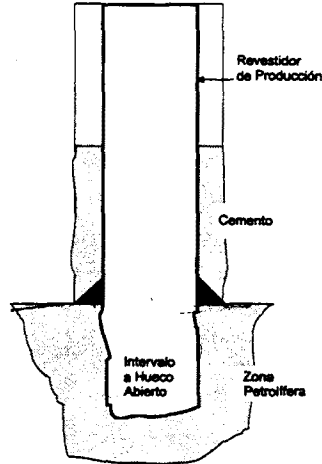
Los tipos fundamentales de completación de pozos son los siguientes:

- ① • Completación a hueco abierto.
- ② • Completación con tubería ranurada no cementada.
- ③ • Empaque con grava *(¿?)*
- ④ • Completación a hueco revestido y cañoneado.
- ⑤ • Pozo cementado y cañoneado

Completación a Hueco Abierto

Descripción En la completación a hueco abierto, el revestidor de producción se asienta por encima de la zona productora.

Ilustración A continuación se representa la completación a hueco abierto :



Ventajas Las ventajas de la completación a hueco abierto son:

- El asentamiento del revestidor en el tope de la zona productora permite la utilización de técnicas especiales de perforación, que minimizan el daño a la formación.
- Todo el diámetro del hoyo está disponible para el flujo.
- Generalmente no se requiere cañoneo. Algunas veces se utiliza el cañoneo en hoyo desnudo debido al daño severo de la formación.
- Si la zona no se va a cañonear, la interpretación del perfil del hoyo no es crítica.
- El hoyo se puede profundizar fácilmente o cambiar a una completación con forro y empacar con grava.

Completación a Hueco Abierto (continuación)

Desventajas

Las desventajas relacionadas con la completación a hueco abierto son:

- No hay forma de regular el flujo hacia el hueco.
 - No se puede controlar efectivamente la producción de gas o agua.
 - Es difícil tratar los intervalos productores en forma selectiva.
 - Puede requerirse la limpieza periódica del hueco.
-

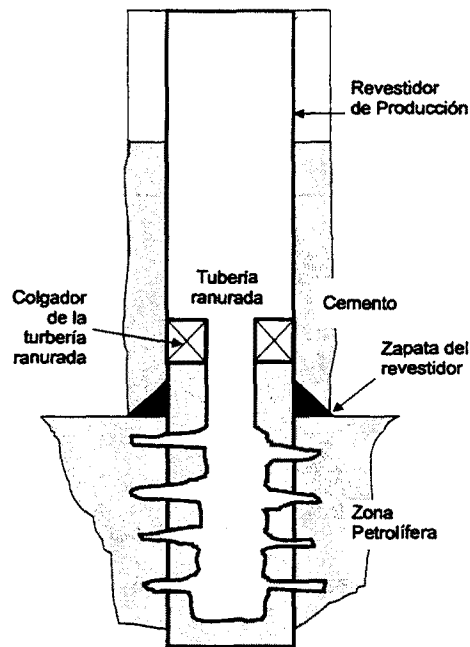
Notas Importantes

- La completación a hueco abierto permite empacar el pozo con grava, con ello aumenta su productividad o controla la producción de arena en formaciones no consolidadas.
 - La completación a hueco abierto tiene mayor aplicación en formaciones de caliza, debido a su consolidación.
-

Completaciones con Tubería Ranurada no Cementada

Descripción En la completación con tubería ranurada no cementada el revestidor de producción es asentado y cementado por encima de la zona productora, y una tubería ranurada se instala al revestidor mediante un colgador. Este método permite efectuar empaques con arena.

Ilustración A continuación se representa la completación con tubería ranurada no cementada :



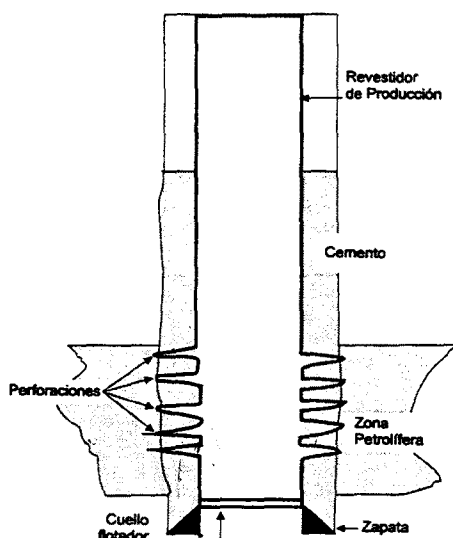
- Ventajas**
- Disminución del daño a la formación mientras se perfora la zona productora.
 - Eliminación del costo del cañoneo.
 - La interpretación de los registros no es crítica.
 - Posibilidad de usar técnicas especiales de control de arena.

- Desventajas**
- Dificultad para controlar la producción de gas o agua.
 - El revestidor de producción es asentado antes de perforar el horizonte objetivo.
 - Imposibilidad de una estimulación selectiva.

Completación a Huevo Revestido y Cañoneado

Descripción En la completación a huevo revestido y cañoneado, el revestidor se asienta a través de la formación productora y se cementa. Posteriormente, se cañonea para establecer comunicación entre el hoyo y la formación.

Ilustración A continuación se representa la completación a hoyo revestido y cañoneado :



Ventajas Las ventajas de este tipo de completación son:

- Existen facilidades para completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.
- Se pueden realizar estimulaciones selectivas.
- Se puede profundizar el huevo, aunque con un diámetro menor.
- Se pueden hacer adaptaciones para control de arena utilizando camisas ranuradas y empaques con grava.

Completación a Hueco Revestido y Cañoneado (continuación)

Desventajas

Las desventajas de este tipo de completación son pocas, pero importantes:

- Se requiere análisis preciso de los registros y muy buen control de la profundidad del hueco.
 - El cañoneo de zonas de gran espesor puede ser costoso.
 - Se puede incurrir en reducción del diámetro efectivo del hueco y de la productividad del pozo.
 - Se requiere un buen trabajo de cementación a través de los intervalos productores.
-

Clasificación

Las completaciones a hoyo revestido y cañoneado pueden ser:

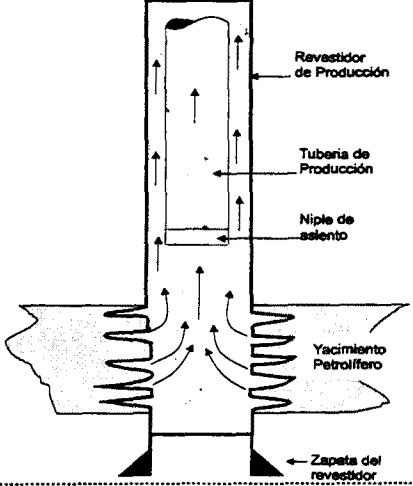
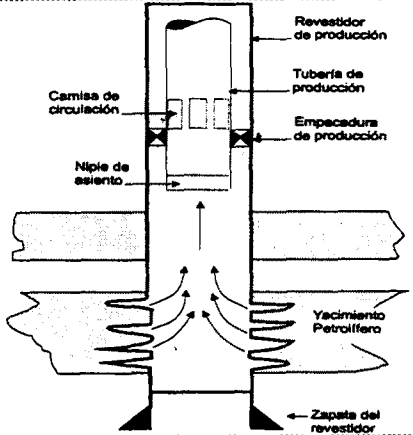
- Completación sencilla.
 - Completación múltiple.
-

Completación Sencilla

Definición Es aquella que tiene como objetivo fundamental producir una sola formación.

Tipos Los tipos de completaciones sencillas son:

- Completaciones sencillas sin empacaduras.
- Completaciones sencillas con empacaduras.

Tipos	Descripción	Ilustración
Sin empacaduras	<p>Es aquella en donde no se colocan empacaduras para permitir el flujo en la tubería de producción y el revestidor.</p> <p><u>Nota Importante :</u> Este tipo de completación se aplica a pozos de muy alta productividad, ya sea de crudo o de gas.</p>	
Con empacaduras	<p>Es aquella donde se coloca una empacadura para impedir el flujo a través del espacio anular.</p> <p><u>Nota Importante :</u> Es el tipo de completación que más se usa en Venezuela.</p>	

Factores de Diseño

Los factores de diseño que se deben considerar son:

- La profundidad del pozo.
- Los diámetros de la tubería y del revestidor.
- Las presiones diferenciales.
- La temperatura de fondo.

Completación Múltiple

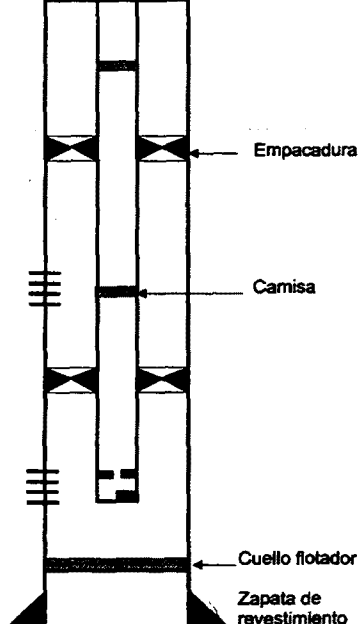
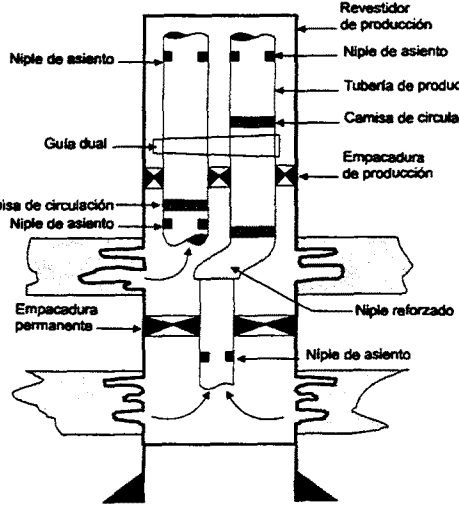
Definición	Es aquella que tiene como objetivo fundamental poner a producir dos o más yacimientos, en el mismo pozo y sin que se mezclen los fluidos de los diferentes yacimientos.
Ventajas	<p>Las ventajas de las completaciones múltiples son:</p> <ul style="list-style-type: none">• Se obtienen tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno del capital invertido.• Para separar zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que la zona de alta productividad inyecte petróleo en la zona de baja productividad.• Para separar yacimientos con distintos mecanismos de producción, pues es indeseable producir yacimientos con empuje por agua con uno de empuje por gas.• Para tener un control apropiado del yacimiento con el fin de evitar zonas drenadas de petróleo que estén produciendo agua o gas.• Para producir zonas de petróleo por debajo de su tasa crítica.• Para observar el comportamiento de los yacimientos.
Desventajas	<p>Las desventajas de las completaciones múltiples son:</p> <ul style="list-style-type: none">• Inversión inicial alta para la tubería de producción, empaaduras y equipos de guaya fina.• Posibilidades de fugas a través de la tubería de producción y de los empaques y sellos de las empaaduras de producción.• Dudas para llevar a cabo tratamientos de estimulación y conversión a levantamiento artificial con gas.• Probabilidades muy altas de que se originen pescados durante y después de la completación, lo que eleva los costos por equipos de pesca, servicios y tiempos adicionales de cabria.

Completación Múltiple (continuación)

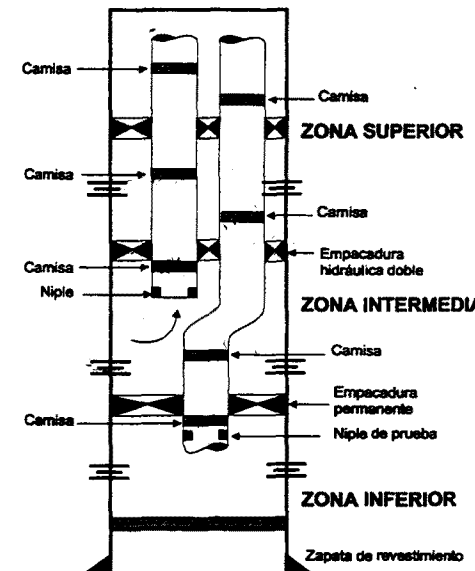
Tipos

Algunos de los tipos de completaciones múltiples son:

- Completación de doble zona con una sarta.
- Completación de dos zonas con dos sarts.
- Completación de tres zonas con dos sarts.

Tipos	Descripción	Ilustración
De doble zona con una sarta	Este tipo de completación utiliza una sola tubería para producir una zona y dejar otra zona aislada. Utiliza por lo general dos empacaduras sencillas.	 <p>Empacadura</p> <p>Camisa</p> <p>Cuello flotador</p> <p>Zapata de revestimiento</p>
De dos zonas con dos sarts	Este tipo de completación utiliza dos tuberías de producción y dos empacaduras: una sencilla, que por lo general es de tipo permanente, y una dual hidráulica, la cual puede ser convencional o de asentamiento selectivo. Cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial. Este diseño se puede completar con métodos para control de arena.	 <p>Revestidor de producción</p> <p>Niple de asiento</p> <p>Tubería de producción</p> <p>Camisa de circulación</p> <p>Empacadura de producción</p> <p>Guía dual</p> <p>Camisa de circulación</p> <p>Niple de asiento</p> <p>Empacadura permanente</p> <p>Niple reforzado</p> <p>Niple de asiento</p>

Completación Múltiple (continuación)

Tipos	Descripción	Ilustración
<p>De tres zonas con dos sartas</p>	<p>Este tipo de completación utiliza dos tuberías de producción y tres empacaduras: una sencilla y dos dobles hidráulicas.</p> <p>Cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial por gas.</p>	 <p>El diagrama ilustra un pozo con dos tuberías de producción. Se muestran tres zonas completadas: ZONA SUPERIOR, ZONA INTERMEDIA y ZONA INFERIOR. Cada zona tiene una empacadura. La zona intermedia tiene una empacadura hidráulica doble. Se indican componentes como Camisa, Niple, Empacadura permanente y Niple de prueba. La base del pozo tiene una Zapeta de revestimiento.</p>

Nota Importante Existen otros tipos de completaciones múltiples para considerar más de dos zonas y más de dos empacaduras, pero no se detallarán aquí debido a su poco uso.

Consideraciones de Seguridad durante la Completación de Pozos

Puntos Claves

En una completación se debe contar por lo menos con dos sistemas de seguridad. Usualmente, los dos fundamentales son: el fluido para controlar el pozo y la válvula impide - reventones (BOP).

- El fluido de control debe poseer propiedades adecuadas para no dañar la formación. Por lo tanto, se debe tener un adecuado análisis que permita determinar la densidad óptima del fluido de control, así como su composición.
 - Es necesario probar los rams de la válvula impide - reventones (BOP) antes de usarla en la completación. Esto permite determinar la capacidad que posee la válvula para controlar el pozo. Por lo tanto, se debe contar con válvulas cuyas roscas sean adecuadas para colocar en la tubería y con una presión de trabajo igual al BOP.
-

Consideraciones en el Diseño de Completación de Pozos

Factores por considerar

Para el diseño de la completación de pozos se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- Factores ambientales.
- Restricciones del entorno.
- Recursos disponibles.

Factores	Descripción	Tipos
Ambientales	Son aquellos factores que influyen en el sistema o que lo limitan, pero acerca de los cuales no puede hacerse nada.	<ul style="list-style-type: none"> • Ubicación del pozo. • Profundidad. • Presión y temperatura del yacimiento. • Configuración del yacimiento. • Mecanismo de producción del yacimiento. • Características de los fluidos y de las rocas.
Restricciones del entorno	Las restricciones son factores que impiden que el sistema funcione bien todo el tiempo.	<ul style="list-style-type: none"> • Cementación primaria. • Daño de formación. • Conificación de agua o gas. • Corrosión.
Recursos disponibles	Los recursos son los elementos que ayudan a que el sistema logre sus objetivos. Los recursos pueden mejorarse.	<ul style="list-style-type: none"> • Tasa de producción. • Técnica de producción. • Estimulación futura. • Métodos de reparaciones futuras. • Posibilidad de inyección de fluidos. • Dispositivos de seguridad.

Capítulo II

Fluidos de Completación

Visión General

Introducción Los fluidos de completación permiten mantener las condiciones apropiadas para colocar la completación de modo eficiente y segura, esto evita causar daño a la formación productora.

Objetivo Específico Seleccionar el fluido adecuado para controlar la presión y evitar el daño a la formación.

Contenido A continuación se presentan los contenidos que serán desarrollados en este capítulo :

Temas	Página
Fluidos de completación	2-2
Fluidos de completación según su homogeneidad	2-3
Fluidos de completación según su componente principal	2-4
Factores que afectan la selección de un fluido de completación	2-7
Fluidos de empaques	2-12
Ejercicio	2-13

Fluidos de Completación

Definición Los fluidos de completación o reparación de pozo son aquellos que se bombean o se hacen circular dentro del hoyo en el momento de realizar operaciones de control de pozo, limpieza, taponamiento, cañoneo, evaluación y completación.

Clasificación Los fluidos de completación se clasifican:

- Según su homogeneidad.
- Según su componente principal.

Clasificación	Tipos
Según su homogeneidad	<ul style="list-style-type: none"> • Fluidos con sólidos en suspensión. • Fluidos sin sólidos en suspensión. • Fluidos espumosos.
Según su componente principal	<ul style="list-style-type: none"> • Petróleo. • Agua salada. • Agua salada producida en el campo. • Cloruro de sodio y cloruro de calcio. • Cloruro de calcio. • Nitrato de calcio, cloruro de zinc y cloruro de calcio. • Lodo convencional a base de agua. • Lodo a base de petróleo o emulsiones inversas. • Fluidos a base de polímeros.

Fluidos de Completación según su homogeneidad

Tipos

A continuación se presenta una tabla donde se describen los tipos de fluidos de completación según su homogeneidad :

Tipos	Descripción	Nota Importante
Fluidos con sólidos en suspensión	Son aquellos que contienen una gran cantidad de sólidos para incrementar su peso, y su función es controlar las presiones de la formación o yacimiento.	Son poco usados, ya que originan taponamiento de las perforaciones y reducción de la permeabilidad. Esto ocasiona una disminución en la productividad de los pozos.
Fluidos sin sólidos en suspensión	Son aquellos fluidos cuyo principal componente es petróleo o soluciones de salmuera. Estos fluidos contienen una serie de aditivos para mejorar sus propiedades, tales como: inhibidores de arcillas, anticorrosivos y controladores de pérdidas de circulación.	Son los más utilizados, ya que producen poco daño a la formación, y la productividad no se afecta tanto como cuando se usan fluidos con sólidos en suspensión.
Fluidos espumosos	Estos fluidos están constituidos por emulsiones estables de lodo, aireadas (aire o gas) con aditivos estabilizadores del lodo y agentes espumosos. Tienen aplicación cuando otras técnicas no son satisfactorias por razones económicas, mecánicas u otras. Con los fluidos espumosos se baja la presión hidrostática contra la formación con lo cual se minimiza la invasión de sólidos y la pérdida de circulación.	Este fluido es muy utilizado en completaciones a baja presión.

Fluidos de Completación según su componente principal

Tipos

A continuación se presenta una tabla donde se describen los tipos de fluidos de completación según su componente principal :

Tipos	Descripción
Petróleo	<p>La disponibilidad del petróleo en la mayoría de las localizaciones, ofrece una alternativa excelente en aquellos casos donde la densidad no representa un factor crítico.</p> <p>Con petróleo se pueden limpiar puentes de arena y realizar procesos de fracturamiento de una manera efectiva.</p> <p>El petróleo que se mantiene en los tanques de almacenaje está, por lo general, suficientemente desgastado como para minimizar el peligro de incendios.</p> <p>Sin embargo, es necesario tomar las precauciones debidas al momento de utilizarlo para eliminar las impurezas que pudieran tener.</p> <p>Además, el petróleo representa un fluido muy satisfactorio para dejarlo en el espacio anular, al finalizar la completación.</p>
Agua Salada	<p>Las soluciones de agua salada tienen muchas aplicaciones como fluido para completaciones y reparaciones de pozos.</p> <p>Sin embargo, cuando la formación contiene arcillas del tipo Montmorillonita, el agua puede producir una expansión o hinchamiento en la arcilla, lo cual no es deseable.</p> <p>Las investigaciones en laboratorio han demostrado que si estas arcillas se contaminan con agua dulce, se reduce considerablemente la permeabilidad de las formaciones.</p>
El agua salada producida en el campo	<p>Este es el fluido de reparación más comúnmente usado. Esto se debe, fundamentalmente, a su bajo costo y a su disponibilidad, a pesar de que contiene bastantes sólidos.</p> <p>Cuando sea necesario tener una presión superior a la de la formación, se puede usar una solución de agua salada de densidad apropiada.</p> <p>El agua salada a base de cloruro de sodio puede alcanzar densidades entre 8.3 y 10 libras por galón (lpg).</p>
Cloruro de sodio y cloruro de calcio	<p>La combinación de cloruro de sodio y cloruro de calcio se puede utilizar para obtener las densidades comprendidas entre 10.0 y 11.0 lpg. El cloruro de sodio se puede utilizar sin mezcla con otras sales, lo cual es una práctica muy común, ya que de esta manera se disminuye el costo total del fluido.</p>

Fluidos de Completación según su componente principal (continuación)

Tipos	Descripción
Cloruro de calcio	<p>Para obtener una densidad máxima de 11.7 lpg, se usa el cloruro de calcio.</p> <p>Normalmente, el cloruro de calcio se obtiene en concentraciones de 95%.</p> <p>No obstante, si se produce una disminución de la temperatura, por debajo de la temperatura de saturación, correspondiente a una densidad dada del agua salada, el cloruro de calcio se precipita.</p> <p>Este problema se elimina al no exceder el límite de densidad para la temperatura mínima que pudiera presentarse.</p>
Nitrato de calcio, cloruro de zinc y cloruro de calcio	<p>Con una solución de cloruro de calcio y nitrato de calcio se puede incrementar la densidad hasta 14.3 lpg. De una manera similar, con una combinación de cloruro de calcio y cloruro de zinc, se pueden obtener densidades de hasta 17.0 lpg.</p> <p>Ambas sales son costosas y los inhibidores orgánicos disponibles no proveen efectividad por períodos largos de tiempo. Debido a su corrosividad, estas soluciones deben usarse con extremo cuidado.</p> <p>Los fluidos de reacondicionamiento, que contengan nitrato de calcio o cloruro de zinc, no deben emplearse como fluidos de empacaduras, y en todos los casos se deben circular completamente, hasta eliminar los residuos del hoyo antes de la terminación.</p> <p>El factor limitante de estas salmueras es su costo relativamente alto.</p>
Lodo convencional a base de agua	<p>El lodo no puede considerarse entre los fluidos de completación más deseable, debido a que las partículas de los sólidos pueden bloquear la formación y taponear las perforaciones. El análisis económico y la disponibilidad son las razones que imponen su uso, como fluido de control, en lugar del agua salada. Esto ocurre, especialmente, cuando se requieren densidades mayores de 11 lpg. El lodo a base de agua también es indeseable como fluido de empacadura, debido a la tendencia de los sólidos de acumularse alrededor de la tubería, lo que puede resultar costoso cuando se requiera un trabajo de pesca.</p> <p>Otro de los problemas que ocasiona la utilización de un lodo pesado (14-15 lpg) es la imposibilidad de realizar los trabajos de guaya fina durante la completación de un pozo, ya que dichas herramientas flotan en él mismo.</p>

Fluidos de Completación según su componente principal (continuación)

Tipos	Descripción
<p>Lodo a base de petróleo o emulsiones inversas.</p>	<p>El filtrado de los lodos a base de petróleo o emulsiones inversas es petróleo. Por lo tanto, estos lodos son considerados, generalmente, menos dañinos que los lodos convencionales a base de agua. Además, evita problemas de hinchamiento de las arcillas que suelen ocurrir con la presencia de agua en el fondo.</p> <p>Los lodos a base de petróleo o emulsiones inversas pueden usarse como fluidos de empaque, porque, aunque permiten cierto asentamiento de sólidos, el mismo ocurre después de un largo período de tiempo.</p> <p>También su uso está limitado a pozos profundos con altas temperaturas de fondo que requieren fluidos densos.</p>
<p>Fluidos a base de polímeros</p>	<p>Existen en el mercado fluidos de completación del tipo polímero, tales como: “solubridge”, “solukleen”, “WL-100”, “Baravis”, “Barabuf”, “Baracard”, los cuales son considerados como fluidos limpios. Sin embargo, su uso ha sido muy limitado en Venezuela, principalmente por su alto costo.</p>

Factores que afectan la selección de un fluido de completación y reparación

Factores

El tipo de fluido que se debe emplear depende de los factores inherentes a la operación de completación y reparación sobre la cual se desea controlar. Estos factores son:

- Mecánicos.
- De formación.
- Ambientales.

Factores	Tipos
Mecánicos	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad anular. • Facilidades de mezcla. • Naturaleza y cantidad de fluido en el pozo. • Espacio anular. • Estabilidad de mezcla. • Corrosión. • Componentes de los fluidos.
De formación	<ul style="list-style-type: none"> • Presión. • Consolidación de la formación. • Permeabilidad. • Porosidad vugular. • Temperatura. • Arcillosidad. • Humectabilidad.
Ambientales	<ul style="list-style-type: none"> • Contaminación. • Economía. • Seguridad. • Invasión de bacterias.

Factores Mecánicos

Tipos

A continuación se presenta una tabla donde se describen los tipos de factores mecánicos :

Tipos	Descripción
Velocidad anular	<p>La velocidad anular origina el impacto que ejerce el fluido sobre la formación. Las tasas altas de inyección crean turbulencia que puede dañar la formación. También las tasas bajas influyen en la apropiada colocación del fluido para efectuar la completación.</p> <p>Las tasas bajas de inyección se deben principalmente a: limitaciones del equipo, altas pérdidas de presión del fluido en el espacio anular o la combinación de ellos.</p>
Facilidades de mezclas	<p>Cuando un equipo maneja un volumen de fluido limitado, se debe escoger un fluido que pueda ser preparado y mantenido con muy poca cantidad de material. Para ello, es necesario que el fluido seleccionado pueda aceptar facilidad de mezcla.</p>
Naturaleza y cantidad de fluidos en el pozo	<p>Los fluidos de completación y los que se encuentren en el pozo deben ser compatibles de modo que no produzcan residuos que causen daño a la formación.</p>
Espacio anular	<p>La reducción del espacio anular por equipos de fondo, tales como : empaaduras, tuberías, niples, etc., influyen en el mantenimiento de la caída de presión en el sistema, lo que contribuye a su estabilidad mientras se realiza la completación.</p>
Estabilidad de mezcla	<p>El fluido seleccionado debe mantener cierta estabilidad con el tiempo, especialmente con respecto a la superación, estabilidad técnica, fuerza Gel y densidad. Esto se debe a que en las operaciones de completación y reacondicionamiento se espera que normalmente existan periodos largos en los que una porción del fluido en el pozo no circule. Sin embargo, esta porción estancada debe mantener su estabilidad por el tiempo requerido.</p>
Corrosión	<p>Algunos fluidos de completación y reparación pueden originar alto grado de corrosión sobre las superficies metálicas. Este problema puede reducirse mediante la adición de un inhibidor de corrosión y ajuste del pH. Se debe considerar la compatibilidad del inhibidor con el fluido.</p>
Componentes de los fluidos	<p>Cuando se realiza una operación de reacondicionamiento, el fluido seleccionado debe tener la menor cantidad posible de sólidos en suspensión. Por lo tanto, sus componentes deben ser solubles y estables a las presiones y temperaturas que se tienen durante las operaciones.</p>

Factores de Formación

Tipos

A continuación se presenta una tabla donde se describen los tipos de factores de formación :

Tipos	Descripción
Presión	La densidad del fluido seleccionado debe ser tal que la presión de la columna en el pozo supere, entre 200 a 300 lpc, a la presión de la formación. Esto se debe a que la contrapresión debe mantener a los fluidos de la formación en ella mientras se está realizando cualquier operación.
Consolidación de la formación	La selección de un fluido de completación y reparación puede ser tal, que su viscosidad pueda ser aumentada para efectos de limpieza. Esto se debe a que en formaciones no consolidadas pueden producir arenamiento del pozo. La posibilidad de incrementar la densidad es otro control adicional deseable.
Permeabilidad	El fluido seleccionado debe impedir las pérdidas de circulación, cuando se tienen formaciones altamente permeables. La filtración y las partículas que se depositan deben ser mantenidas dentro de los límites permitidos para evitar el bloqueo de la formación.
Porosidad vugular	Existen formaciones con porosidad vugular que aceptan todo o casi todo el fluido de la pérdida de circulación. Esto ocasiona pérdidas de volumen del fluido, que se conocen como "pérdidas por filtración". Cuando esto ocurre, al fluido seleccionado se le debe añadir aditivos de control de pérdidas, tales como: semillas de algodón, píldoras de grasa, etc. Al añadir estos aditivos, se espera que la productividad del pozo no sufra reducción.
Temperatura	En la selección del fluido de completación y reparación debe tomarse en cuenta la temperatura de aplicación. Es necesario conocer los límites de temperatura a los cuales el fluido es inestable o difícil de controlar.
Arcillosidad	Las formaciones pueden contener arcillas de varios tipos y concentraciones. En este caso, se tiene que seleccionar un fluido que inhiba la hidratación de las arcillas. Se logra al añadir un porcentaje determinado de un electrolito, el cual, al entrar en solución, minimiza este efecto.
Humectabilidad	Ciertas formaciones son mojadas preferentemente por agua y otras por petróleo. Por lo tanto, el filtrado a las formaciones depende de cual es la fase continua de un fluido dado. Esto se toma en cuenta para evitar que la productividad disminuya, debido a la formación de emulsiones entre el filtrado y el fluido de la formación.

Factores Ambientales

Tipos

A continuación se presenta una tabla donde se describen los tipos de factores ambientales :

Tipos	Descripción
Contaminación	Generalmente, cuando un fluido de completación y reparación contiene una cantidad apreciable de contaminantes, se produce variaciones en las propiedades del fluido. Los contaminantes comunes son: cemento, agua salada, fluidos de estimulación (ácidos y surfactantes). Por lo tanto, es deseable minimizar su contenido en los fluidos de completación.
Economía	Uno de los factores más importantes que se debe tomar en cuenta para la selección de un fluido de completación es el económico. Se deben analizar los costos de restauración de productividad después de una corrección de daño ocasionado por el fluido. Costos muy elevados son una indicación de que el fluido seleccionado no es el más apropiado.
Seguridad	El fluido de completación y reparación debe garantizar seguridad, tanto del personal como de los equipos. Existen fluidos que pueden provocar fuegos casuales o pueden ser tóxicos a plantas y animales.
Invasión de bacterias	Un fluido de completación y reparación debe ser tratado para inhibir el crecimiento de bacterias, especialmente aquellas usadas en sistemas de inyección de agua. Se debe considerar, además, la compatibilidad del bactericida con el fluido.

Daños a la formación por los fluidos de completación

Tipos

A continuación se presenta una tabla donde se describen los tipos de daños a la formación por los fluidos de completación :

Tipos	Descripción
Daño por cambio químico	Este daño depende de las propiedades mineralógicas particulares y de la textura de la roca. Generalmente, ocurre en las rocas sensibles al agua, es decir, aquellas en las que se produce reducción de permeabilidad por hinchamiento de las arcillas al contacto con el agua, o se produce dispersión de la arcilla, taponando el medio poroso.
Daño por cambio físico	Es causado por una operación específica efectuada en el pozo y que puede traer como consecuencia la invasión de partículas sólidas del fluido de completación y reparación.

El daño por cambio físico se puede subdividir en:

- Superficial.
- Profunda.

Tipos	Descripción
Superficial	Este daño, como su nombre lo indica, ocurre en la región cercana a la superficie del agujero. Los sólidos en suspensión, que son hidráulicamente inducidos hacia la formación, penetran unos cuantos centímetros en formación dependiendo de su porosidad y permeabilidad.
Profunda	Ocurre cuando las partículas sólidas del fluido de completación y reparación penetran a una distancia profunda de la pared del agujero, debido a presiones altas en la columna del fluido. Este tipo de daños es difícil de corregir; sin embargo, se presenta con menos frecuencia que el daño superficial.

Nota importante

Cuando se analiza el daño que puede ocasionar un fluido de completación y reparación a una formación productora, se debe observar que los diferentes tipos de litología son dañadas en formas diversas. Así, por ejemplo, en las areniscas, el daño es causado por el taponamiento de los canales porosos. En cambio, en las dolomitas y calizas, el daño es ocasionado por el taponamiento de las fracturas naturales o inducidas. Es muy común que la permeabilidad sea reducida hasta un 90% por la invasión de sólidos en suspensión de los fluidos de completación y reparación.

Fluidos de Empaque

Definición Los fluidos de empaque son aquellos que se dejan en el espacio anular: tubería de producción, revestidor de producción ; una vez finalizada la completación.

- Razones para su uso**
1. Mantener la presión hidrostática necesaria para controlar el pozo, si la empacadura falla o filtra.
 2. Reducir la presión diferencial entre:
 - a) El diámetro interno de la tubería de producción y el anular.
 - b) El exterior del revestidor y el anular.
 - c) Las zonas cañoneadas y el espacio anular.
 3. Proteger las superficies metálicas de la tubería de producción y del revestidor.
 4. Prevenir el asentamiento de sólidos y, así, facilitar la recuperación de la tubería y la empacadura.
-

- Propiedades**
- Deben permanecer bombeables durante la vida del pozo; es decir, que no desarrollen altos geles o se solidifiquen con el tiempo.
 - Deben ser estables, química y mecánicamente, bajo las condiciones del fondo del pozo. Esto se debe cumplir para evitar el asentamiento de sólidos sobre la empacadura y los precipitados químicos, si se mezcla en los fluidos del yacimiento, y la degradación de materias orgánicas (polímeros e inhibidores).
 - No deben dañar el yacimiento productor.
 - No deben causar corrosión dentro del revestidor, ni afuera de la tubería de producción.
-

Ejercicio

Enunciado

Con los datos aportados en las siguientes tablas, evalúe los factores ambientales, restricciones y recursos disponibles para la completación de un pozo de su empresa.

• Ambientales

Factor	Interrogantes
Ubicación en superficie	¿Se perfora el pozo en campo abierto, área urbana, plataforma costafuera, o bajo el mar?
Profundidad	¿Cuán profundo es el intervalo productor?
Presiones y temperaturas de yacimiento	¿Hay que aislar arenas de alta o baja presión? ¿Qué presiones debe soportar?
Configuración del yacimiento	¿Es larga o corta la sección del yacimiento? ¿Hay arenas delgadas que deben producirse separadamente mediante completaciones múltiples?
Mecanismo de producción del yacimiento	¿El mecanismo de producción es por empuje de agua, gas en solución, o capa de gas?
Características de fluidos y de las rocas	¿Es muy viscoso el fluido? ¿Qué RGP se estima? ¿Cuál es la permeabilidad del yacimiento? ¿Es un problema el control de arena?

• Restricciones

Factor	Interrogantes
Cementación primaria	¿Está el revestidor rodeado de una buena capa de cemento? ¿Hay buena adherencia entre la tubería y el cemento, y entre éste y la formación?
Daños de formación	¿Se han tomado todas las precauciones necesarias para evitar el daño a la formación por los fluidos de perforación, el cemento, los fluidos del cañoneo y de estimulación?
Conificación de agua o gas	¿Se anticipa que habrá conificación?
Corrosión	¿Qué tipo de corrosión se estima que habrá ahora y en operaciones futuras?

Ejercicio (continuación)

- **Recursos Disponibles**

Factor	Interrogantes
Tasas de producción	¿Qué tasas se estiman? ¿Será la caída de presión un problema en pozos de altas tasas de producción?
Técnicas de producción	¿Producirán los pozos naturalmente o por medios artificiales? ¿Qué tipo de levantamiento artificial se utilizará?
Estimulación futura	¿Qué tipo de tratamientos de estimulación se anticipan?
Métodos de reparaciones futuras	¿Se planifican operaciones de reparación con cable o con cabria?
Posibilidades de inyección	¿Es un pozo inyector? ¿Producirá el pozo, o será inyector de aire para un proyecto de combustión insitu?
Dispositivos de seguridad	¿Existen disponibles todos los implementos de seguridad? ¿Se conocen todas las técnicas de asentamiento de completación en forma segura?

Capítulo III Técnicas de Cañoneo

Visión General

Introducción El cañoneo es el proceso de crear aberturas a través de la tubería de revestimiento y del cemento, para establecer comunicación entre el hueco del pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas para hacer este trabajo se llaman **cañones**.

Objetivo Específico Identificar el método de cañoneo apropiado para la producción efectiva del pozo.

Contenido A continuación se presentan los contenidos que serán desarrollados en este capítulo :

Temas	Página
Técnicas de cañoneo	3-2
Cañones tipo chorro	3-4
Métodos de cañoneo	3-6
Explosivos	3-11
Operaciones de cañoneo	3-12
Parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo	3-13
Parámetros atribuidos al proceso de cañoneo	3-14
Parámetros atribuidos al yacimiento	3-19
Parámetros que determinan la eficiencia de las perforaciones	3-21
Daños causados por el cañoneo	3-24

Técnicas de Cañoneo

Conceptos Básicos

A continuación se presentan una serie de conceptos que lo ayudarán a entender de forma efectiva las técnicas del cañoneo :

Concepto	Definición
Densidad del Cañoneo	Se define como el número de cargas por unidad de longitud. Las más comunes son las de 2 a 4 tiros por pie (TPP). Con dispositivos especiales, esta densidad se puede elevar a 8 y 12 TPP.
Dirección del Tiro (fases)	Indica el ángulo entre cargas. Así, por ejemplo, las cargas pueden ser disparadas en una o varias direcciones, de acuerdo con el ángulo que puede ser de 0°, 90°, 120°, 180°.
Separación de Cargas	Indica la distancia existente entre la pared interior del revestidor y la carga.
Penetración	Es la longitud de la perforación realizada por una carga dada. Usualmente se mide siguiendo el método de API (API RP43 Standard Procedure for Evaluation Well Perforators).
Diámetro a la entrada de la Perforación	Representa el diámetro del agujero que se crea en el revestidor durante el proceso de cañoneo.
Rendimiento de la Perforación	Es el rendimiento de la perforación real en relación con el de una perforación ideal realizada con el núcleo experimental.

Descripción

Las técnicas de perforar o cañonear un revestidor permiten establecer una comunicación entre dos sistemas: yacimiento y pozo.

Esto da origen al movimiento del fluido entre ambos sistemas, lo cual permite:

- Evaluar zonas productoras.
- Mejorar la producción, recuperación e inyección.
- Efectuar trabajos de inyección de cemento a la formación.

Objetivo del Cañoneo

Para lograr un trabajo efectivo de perforación al revestidor se requiere que el trayecto de la perforación penetre el revestidor, el cemento y la parte de la formación de hidrocarburos.

Técnicas de Cañoneo (continuación)

Factores de Efectividad

La efectividad del cañoneo depende fundamentalmente de los factores siguientes:

- Tipo del equipo usado en el proceso.
- Cantidad y tipo de carga del cañón.
- Técnicas usadas en la completación del pozo.
- Características de la tubería y del cemento.
- Procedimiento usado para el cañoneo.

Tipos de Cañoneo

Los tipos de cañoneo más usados en la industria son los siguientes:

- Tipo Chorro.
- Tipo Bala.
- Tipo Hidráulico.

Nota importante

La mayoría de los trabajos de cañoneo se efectúan con cañones tipo chorro, por esta razón sólo desarrollaremos este tipo.

Cañones Tipo Chorro

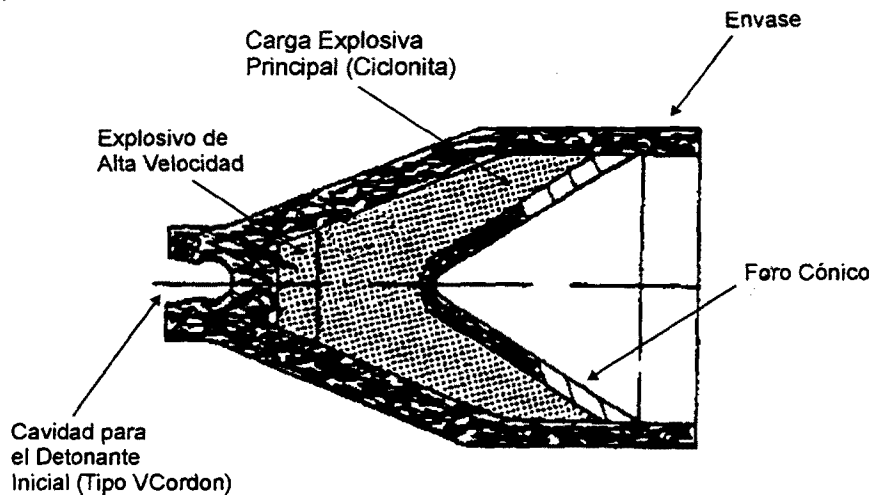
Descripción Esta técnica es extremadamente delicada en relación con una secuencia necesaria de eventos, la cual comienza por el encendido del detonador eléctrico; este, a su vez, da inicio a una relación en cadena detonador-explosivo principal. El material del forro comienza a fluir por la alta presión de la explosión.

El flujo del material del forro se vuelve un chorro de alta densidad parecido a una aguja de partícula fina de metal, el cual se dispersa del cono de la carga a velocidad de unos 20.000 pies por segundo.

La presión de la punta del chorro se estima en 5 millones lpc.

Mientras esto ocurre, la parte exterior de la capa se colapsa y forma otra corriente de metal que se desplaza a una velocidad mucho menor (alrededor de 1500 / 3000 pies por segundo). En el caso exterior puede formar un residuo que, a su vez, puede taponar la misma perforación que hizo.

Ilustración A continuación se presenta el cañón tipo chorro y se señala cada una de sus partes:



Clasificación Los cañones tipo chorro se clasifican en tres grupos: recuperables, desechables y parcialmente desechables.

Nota importante En la industria petrolera el 90% de los cañones son recuperables, es por esta razón que sólo desarrollaremos este.

Cañones Tipo Chorro (continuación)

Cañoneo Recuperable

Poseen un tubo de acero a prueba de altas presiones. Las cargas explosivas se colocan en el tubo y en forma radial con respecto a su eje.

El tubo de acero se cierra herméticamente y el detonante es rodeado de aire a presión atmosférica. La detonación causa una pequeña expansión del tubo. Este tipo puede ser extraído del pozo junto con los residuos generados durante el proceso del cañoneo.

Ventajas El cañoneo recuperable presenta las siguientes ventajas:

- No deja residuo en el pozo.
- No causa deformación de la tubería de revestimiento.
- Son operablemente seguros, ya que los componentes explosivos están completamente encerrados.
- Se puede operar a grandes profundidades y a presiones relativamente altas.
- Pueden hacerse selectividad de zonas con ellos.
- Poseen buena resistencia química.

Desventajas El cañoneo recuperable presenta las siguientes desventajas:

- Son más costosos que los otros tipos de cañones.
- Su rigidez limita la longitud de ensambles, especialmente de cañones de gran diámetro.
- En cañones pequeños, se limita la cantidad de explosivos que puede ser utilizada, debido al tamaño de la carga. Por lo tanto, se reduce la penetración que se puede alcanzar con este cañón.

Métodos de Cañoneo

Clasificación Los métodos de cañoneo se pueden clasificar en tres grupos:

- Cañones por tubería (Tubing Gun).
- Cañones por revestidor (Casing Gun).
- Cañones transportados por la tubería eductora (TCP).

• **Cañones por tubería (Tubing Gun)**

Estos cañones se bajan utilizando una tubería con empaadura de prueba. El procedimiento es el siguiente:

Paso	Acción
1	Se baja la tubería con la empaadura de prueba.
2	Se establece un diferencial de presión negativa.
3	Se baja el cañón con equipo de guaya, generalmente se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables.

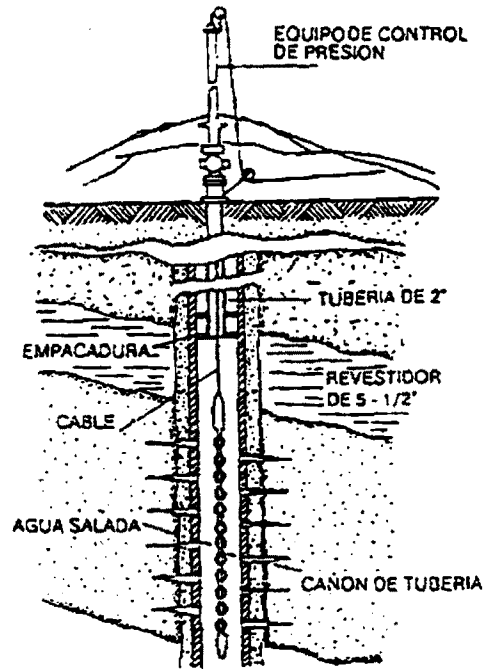
Notas importantes

La tubería eductora con empaadura permite el desplazamiento del flujo de completación por un fluido de menor densidad como por ejemplo gasoil.

Este desplazamiento se puede realizar a través de las camisas de separación, las cuales se cierran con equipos de guayas. Otra alternativa consiste en achicar la tubería con empaadura asentada, hasta lograr una columna de fluido que permita obtener un diferencial negativa después del cañoneo.

Métodos de Cañoneo (continuación)

Ilustración A continuación se presenta una representación de los cañones por tubería (Tubing Gun) :



Ventaja La ventaja del cañón por tubería "Tubing Gun" es la siguiente:

- Permite obtener una limpieza de las perforaciones.

Desventajas Las desventajas del cañón por tubería "Tubing Gun" son las siguientes:

- No puede haber selectividad en el cañoneo.
- Al probar otro intervalo, se debe controlar el pozo con lo cual expone la zonas existentes a los fluidos de control.

Métodos de Cañoneo (continuación)

- **Cañones por revestidor (Casing Gun)**

Estos cañones se bajan por el revestidor utilizando una cabria o equipo de guaya.

Generalmente la carga se coloca en soportes recuperables.

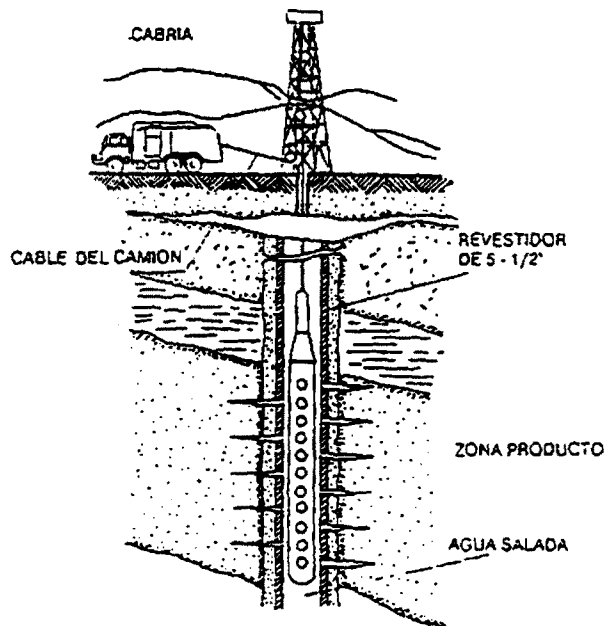
El tamaño y rigidez de estos cañones no permite bajarlos por el eductor.

El procedimiento es el siguiente:

Paso	Acción
1	Se coloca fluido en el hueco, de modo que la presión sea mayor que la presión del yacimiento.
2	Se procede al cañoneo.

Ilustración

A continuación se presenta una representación de los cañones por revestidor (Casing Gun) :



Métodos de Cañoneo (continuación)

- Ventajas** La ventajas del cañón por revestidor “Casing Gun” son las siguientes:
- Son más eficientes que los de tubería en operaciones de fracturamiento o inyección.
 - No dañan el revestidor cuando se usan con carga tipo chorro.
 - Son útiles en perforaciones donde existen zonas dañadas por fluidos de perforación o por deposición de escamas, debido a su alta capacidad de penetración.

- Desventaja** La desventaja del cañón por revestidor “Casing Gun” es la siguiente:
- Existe la posibilidad de cañonear en forma irregular lo que permitiría que no funcionen las bolas sellantes utilizadas como desviadores en la acidificación o fracturamiento.

• Cañones transportados por la tubería (TCP)

En este método el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería eductora.

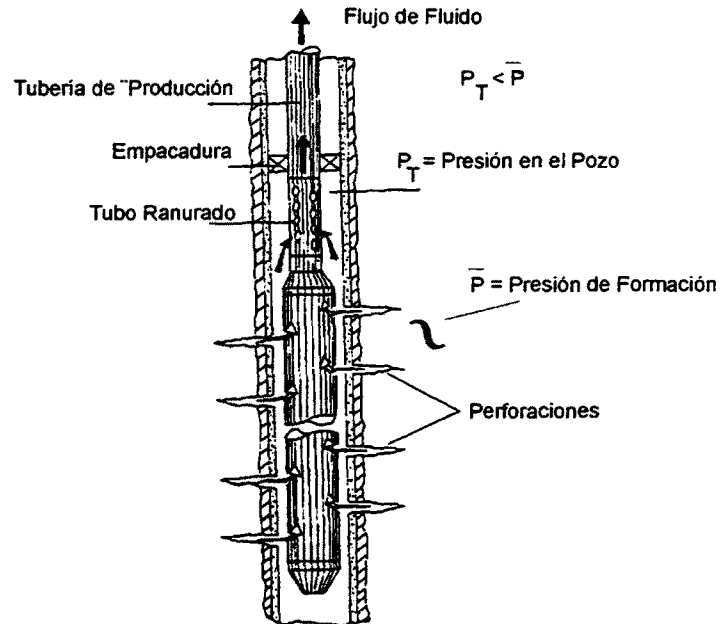
El procedimiento es el siguiente:

Paso	Acción
1	Se introduce la tubería con el cañón junto con una empacadura.
2	Se asienta la empacadura.
3	Se cañonea el pozo.

Métodos de Cañoneo (continuación)

Ilustración

A continuación se presenta una representación de los cañones transportados por la tubería (TCP) :



Ventajas

La ventajas del cañón transportado por tubería (TCP) son las siguientes:

- Puede utilizar diferencial de presión negativo junto con cañones grandes.
- Tiene alta densidad de disparo.
- Se obtiene perforaciones óptimas.
- Alta aplicación en el control de arena para mejorar la tasa de penetración.
- Reduce el tiempo de operación.
- Mayor seguridad.

Desventaja

La desventaja del cañón transportado por la tubería es la siguiente:

- Alto costo.

Explosivos

Descripción Los explosivos utilizados en el cañoneo están expuestos a las temperaturas de fondo. Estos explosivos tienen un tiempo de vencimiento que depende de la temperatura.

Tipos A continuación se presenta una tabla que presenta los tipos de explosivos, sus aplicaciones y los tiempos de vencimiento según la temperatura :

Explosivo	Aplicación	1 Hora	100 Horas
RDX	Detonadores Primacord Cargas	340 °F	250 °F
HMX	Detonadores Primacord Cargas	400 °F	300 °F
PSF	Primacord Cargas	470 °F	370 °F
HNS	Detonadores Primacord Cargas	525 °F	450 °F
TACOT	Detonadores	540 °F	

Operaciones de Cañoneo

Condiciones

El cañoneo para la producción o evaluación de pozos petroleros se puede realizar bajo dos condiciones generales.

- Diferencial de presión positiva.
 - Diferencial de presión negativa.
-

Diferencial de Presión Positiva

El diferencial de presión se define como la diferencia de la presión que ejerce la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada, menos la presión de formación de esa arena. En operaciones de cañoneo, la columna puede ser: lodo, salmuera, diesel o fluidos especiales.

Cuando la presión de la columna es mayor que la presión de la formación se obtiene un diferencial de presión positiva.

Cuando se cañonea con un diferencial de presión positiva y con una columna de lodo, usualmente se producen taponamientos de algunas de las perforaciones. Esto se debe a que el lodo es fundamentalmente un fluido de control de perforación y, por lo tanto, causa obstrucción del flujo.

Generalmente, el daño causado por el lodo es parcialmente irreversible. Es decir, aún cuando se realizan operaciones para reducir la columna hidrostática (suabeo), es prácticamente imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones.

Diferencial de Presión Negativa

Cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es menor que la presión de la formación, se obtiene un diferencial negativo.

El cañoneo óptimo se obtiene con un diferencial de presión negativa y con fluidos libres de sólidos y limpios.

Es muy importante tomar las precauciones de seguridad necesarias, cuando se cañonea con un diferencial de presión negativa.

Las altas presiones de la formación se manifiestan muy rápidamente en la superficie. Por lo tanto, es necesario controlar el pozo de una manera segura.

Parámetros que afectan la eficiencia del Cañoneo

Parámetros

Los parámetros que afectan la eficiencia del cañoneo son:

- Los atribuidos al proceso de cañoneo.
- Los atribuidos al yacimiento.

Parámetros	Tipos
Los atribuidos al proceso de cañoneo	<ul style="list-style-type: none"> • Configuración de la carga. • Diámetro del cañón. • Separación entre el cañón y la zona cañoneada. • Tipo de material del revestidor.
Los atribuidos al yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia de la formación • Temperatura.

Parámetros Atribuidos al Proceso de Cañoneo

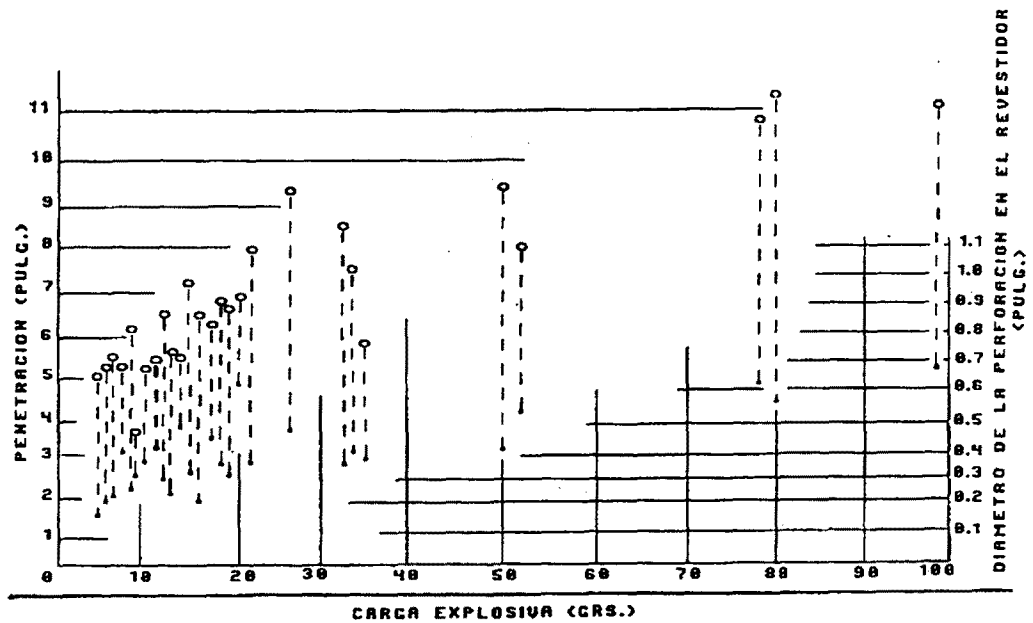
Parámetros Los parámetros atribuidos al proceso de cañoneo son:

- Configuración de la carga.
- Diámetro del cañón.
- Separación entre el cañón y la zona cañoneada.
- Tipo de material del revestidor.

Configuración de la carga

La configuración de la carga es de importancia fundamental, esto incluye su ubicación relativa dentro del pozo. Así, la distribución del explosivo y de densidad determinan la velocidad de detonación y pueden tener una influencia aún mayor que la cantidad total de explosivo usada.

Ilustración A continuación se muestra un gráfico de la penetración y el diámetro de entrada en función de la carga de algunos explosivos comerciales:



Parámetros Atribuidos al Proceso de Cañoneo (continuación)

Diámetro del cañón

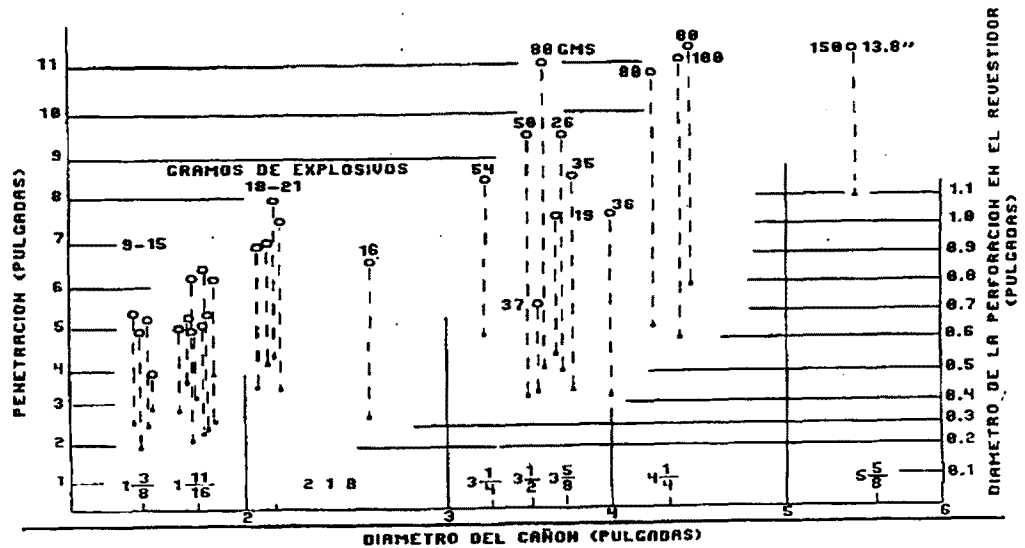
En la figura que se presenta, se observa que la penetración también es proporcional al diámetro del cañón usado. En la misma figura, se muestra que en algunos casos, aún usando menos explosivos, se logra mejorar el rendimiento de la perforación.

Por lo tanto, es evidente que para obtener una mayor penetración no se requiere necesariamente de un aumento en la carga explosiva.

Se puede concluir que el tamaño (diámetro) de la carga es el factor determinante de la penetración y no la cantidad de carga.

Sin embargo, para estimar el grado de deformación del revestidor, sí es necesario tomar en consideración la cantidad de carga.

Ilustración A continuación se presenta un gráfico de penetración y diámetro de la perforación en función del diámetro del cañón:



Parámetros Atribuidos al Proceso de Cañoneo (continuación)

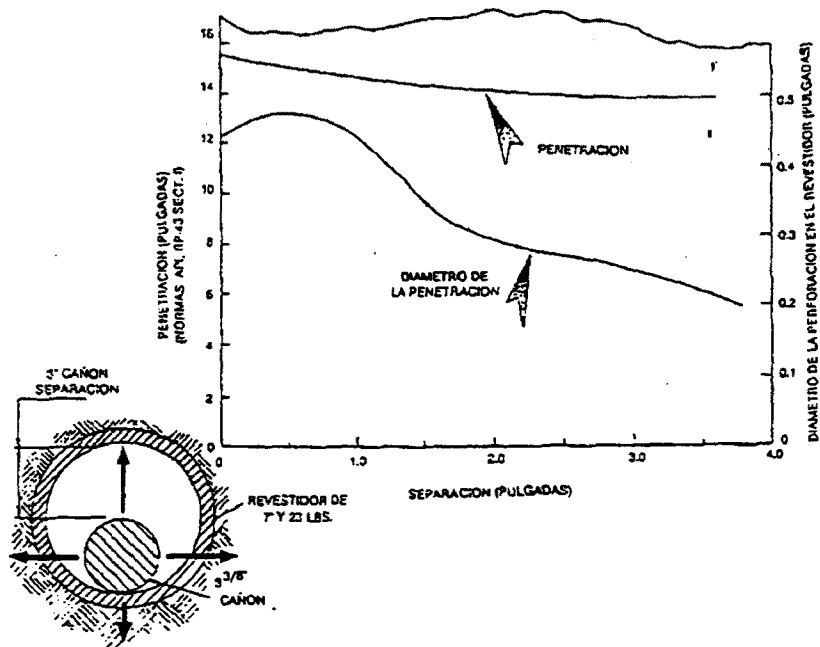
Separación entre el cañón y la zona cañoneada

La separación existente entre la pared interior del revestidor y la carga, afecta el grado de penetración de perforación.

Ilustraciones A continuación se va a mostrar tres figuras que ayudarán a entender con mayor claridad el proceso de separación entre el cañón y la zona cañoneada.

⇒ La figura muestra la penetración interior y el diámetro de entrada en función de la separación. A medida que la separación aumenta, disminuye la penetración.

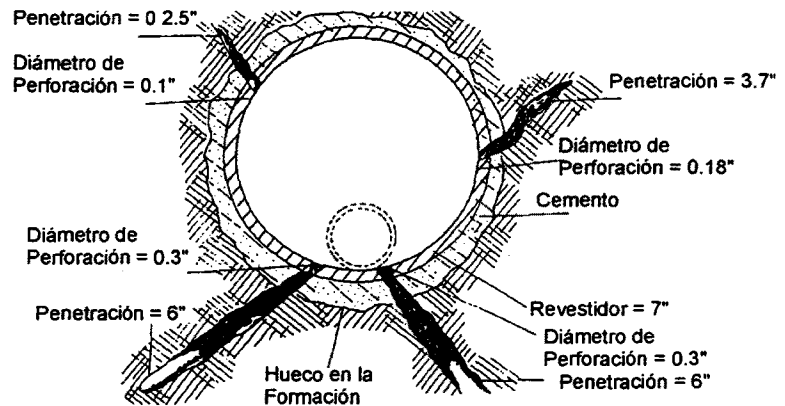
Para la obtención de los datos usados en la figura, se utilizó como blanco un compuesto de acero y arena tipo BERE A. En esta figura se observa que la penetración es proporcional a la cantidad de carga usada.



Parámetros Atribuidos al Proceso de Cañoneo (continuación)

⇒ La figura muestra el efecto de la separación entre el cañón y la tubería de revestimiento.

En este caso se tiene un cañón de 1 11/16 pulg. con fase a 90° y detonado en un revestidor de 7 pulgadas. Se puede observar que la penetración aumenta significativamente en aquellas perforaciones con separación mínima.



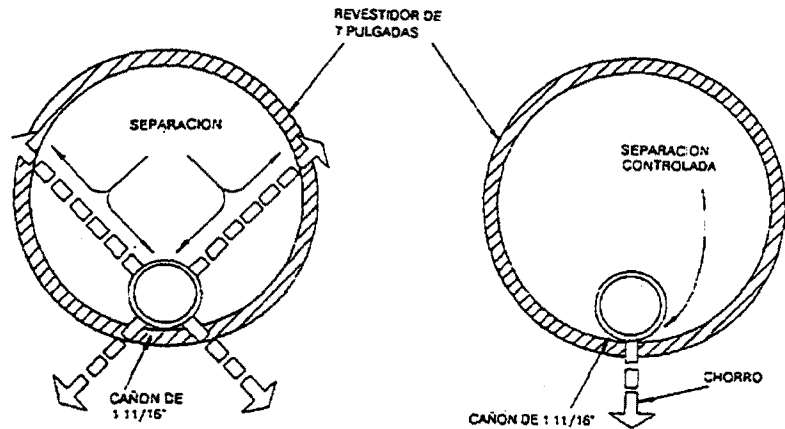
⇒ La separación se puede controlar mediante el uso de centralizadores. Esto ha resultado práctico en algunos casos en los cuales los cañones son de diámetro apreciable.

Sin embargo, para cañones de diámetro reducido, se han presentado problemas severos. Así, por ejemplo, si se usan centralizadores en el cañón que se analiza en la figura anterior en lugar de reducir el rendimiento de dos cargas, se logra reducir el rendimiento de todas las cargas.

Parámetros Atribuidos al Proceso de Cañoneo (continuación)

Una posible solución a este problema consiste en colocar los cañones en una posición similar a la que se muestra en la figura siguiente.

Esto se realiza mediante el uso de imágenes (magnetos) con dispositivos mecánicos.



Tipo de material del revestidor

Es otro factor de importancia. Así, por ejemplo, al usar un revestidor N-80 en lugar de uno J-55, se reduce el diámetro de la perforación en aproximadamente 10%. También se ha notado variaciones en función del espesor del revestidor.

Parámetros Atribuidos al Yacimiento

Parámetros Los parámetros atribuidos al yacimiento son:

- Resistencia de la formación.
- Temperatura.

Resistencia de la formación

La resistencia de la formación es un factor importante que influye en la penetrabilidad del cañón.

Ejemplo Con la perforación a chorro de rocas de alta resistencia, se obtiene, aproximadamente, el doble de la penetración que se logra usando cañones de bala.

En cambio, en rocas de baja resistencia (con esfuerzo de compresión menores de 6000 lpc), el uso de bala es eficiente.

Temperatura

Afecta la naturaleza de la carga. La mayoría de los cañones a chorro usan explosivos a base de ciclorita, los cuales se pueden usar igualmente hasta una temperatura de 340 °F (171 °C).

Para pozos que exceden esta temperatura, es necesario usar un equipo de cañoneo especial. Es posible dañar el pozo, si no se usa el equipo especial cuando su temperatura excede los 340 °F.

La mayoría de los cañones desechables que existen actualmente en el mercado no deben usarse en pozos de temperaturas sobre los 300 °F (149 °C).

Temperatura alta El efecto negativo de un ambiente de alta temperatura en un proceso de cañoneo se puede sintetizar en los factores siguientes:

- A medida que se aumenta la temperatura, aumenta la posibilidad de tener explosiones espontáneas.
- Los cañones de alta temperatura producen, por lo general, una penetración menor que los convencionales.
- Los cañones de alta temperatura son usualmente más costosos y no permiten una selección muy amplia de las cargas.

Parámetros Atribuidos al Yacimiento (continuación)

Temperatura baja

Cuando se opera un cañón de baja temperatura, cercano a su límite máximo de temperatura, es necesario tomar las medidas siguientes:

- Circular el pozo con fluidos de baja temperatura para disminuir la temperatura en el fondo del pozo. Esto se recomienda especialmente cuando se emplean cañones de tuberías, los cuales se pueden introducir al pozo después de detener el proceso de circulación.
- En algunos casos existe la interrogante acerca de si se pueda exceder el límite de temperatura del cañón, antes de que se produzca su disparo. En esta circunstancia se deben usar detonaciones de alta temperatura, aun si el cañón posee cargas de baja temperatura. Esto evita que se efectúen perforaciones accidentales, debido a las altas temperaturas.

En este caso, las cargas se pueden quemar sin que se alcance el efecto perforador que sólo es posible lograrse cuando el detonador se dispara.

En pozos de temperatura muy alta, es posible que la única alternativa sea usar un sistema de cañoneo en el que todas las cargas están diseñadas para altas temperaturas.

Sin embargo, aun en este caso, lo fundamental es el detonador de la temperatura, ya que si este no se dispara, el resto de las cargas no puede lograr el efecto de perforación.

Parámetros que determinan la eficiencia de las perforaciones

Parámetros Los parámetros fundamentales que determinan la eficiencia de las perforaciones de un proceso de cañoneo son:

- La penetración de las perforaciones.
 - La densidad y la distribución radial de las perforaciones.
 - El lavado de las perforaciones.
-

La penetración de las perforaciones

Las perforaciones deben extenderse algunas pulgadas dentro de la formación, preferiblemente más allá de la zona que se daña a consecuencia de la invasión de los fluidos de perforación.

La densidad y la distribución radial de las perforaciones

Es necesario establecer una combinación adecuada entre la penetración y el diámetro de entrada de la perforación.

Evidentemente, las primeras pulgadas de penetración son las que poseen un mayor efecto en la productividad.

La influencia de la densidad del cañoneo también es notable.

Ejemplo Una densidad de 4 TTP y de apenas 2 pulgadas de penetración ofrece una relación de productividad substancialmente mayor que cuando la densidad es de tipo 1 TTP y con una penetración apreciable de 12 pulgadas.

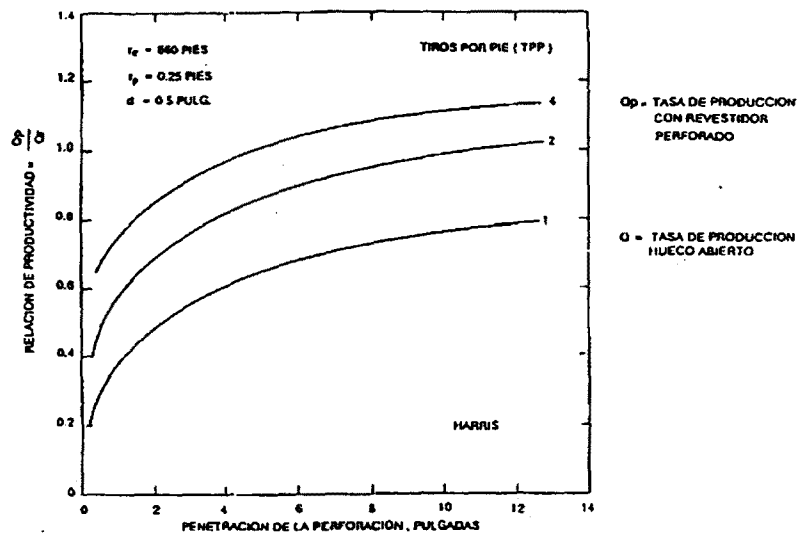
En la ilustración que se presentará posteriormente no se ha tomado en cuenta el daño a la formación.

Parámetros que determinan la eficiencia de las perforaciones (continuación)

Ilustración

En la figura se muestra la relación de productividad (Q_p/Q_r), en función de la penetración para diferentes densidades de disparo.

Se puede observar que para una densidad de cañoneo de 4 tiros por pie (TTP), y con una penetración de 5 a 6 pulgadas, se obtiene una capacidad de flujo, similar a la que se logra en condiciones a hueco abierto.



El lavado de las perforaciones

Al penetrar el chorro a la formación, se produce desplazamiento y compactación de la formación en la cercanía en la zona cañoneada, lo cual altera la permeabilidad original de esa zona. Además, la cavidad creada por el cañoneo se llena de material de la formación y de restos de explosivo pulverizado.

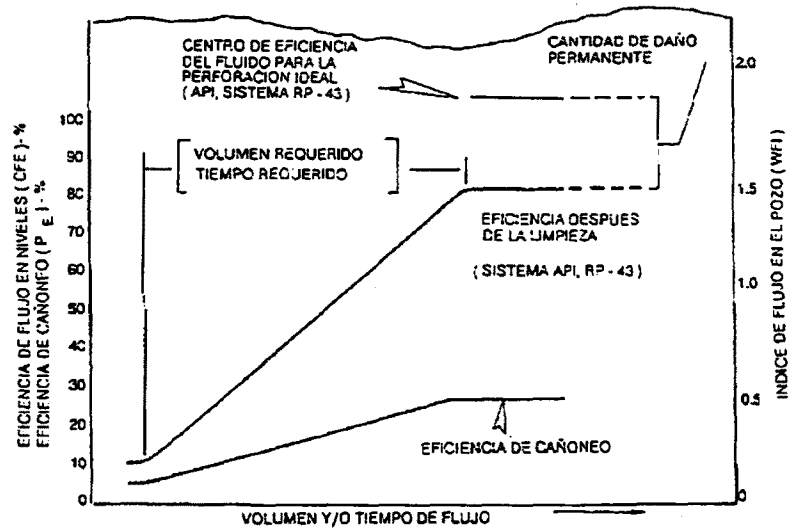
Este material es usualmente removido mediante el lavado de las perforaciones, hasta lograr recuperar la capacidad de flujo original.

La formación hace un lavado automático cuando se cañonea con un diferencial de presión a favor de la formación, sin embargo, en pruebas con núcleo Berea se ha demostrado que la región compactada después del cañoneo permanece con una reducción sustancial de permeabilidad con respecto a la zona, sin daño.

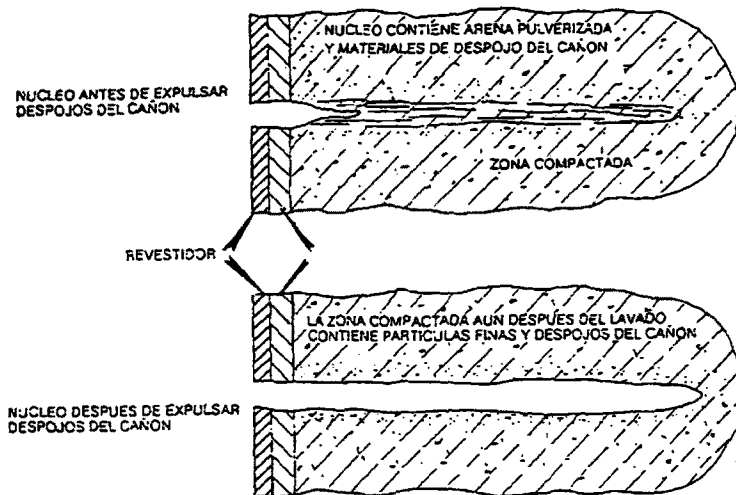
Parámetros que determinan la eficiencia de las perforaciones (continuación)

Ilustraciones A continuación se presentan dos ilustraciones relacionadas con el lavado de las perforaciones.

- En la figura, se muestra la eficiencia del flujo en el núcleo y la eficiencia del cañoneo después de lavar las perforaciones durante un tiempo.



- En la figura se muestra la extensión de la zona afectada, alrededor de la perforaciones de un núcleo berea, generalmente oscila alrededor de 1/2" a 1 1/2".



Daño causado por el cañoneo

Descripción

El cañoneo contribuye como un componente del daño total que es detectado en las pruebas de restauración de presión.

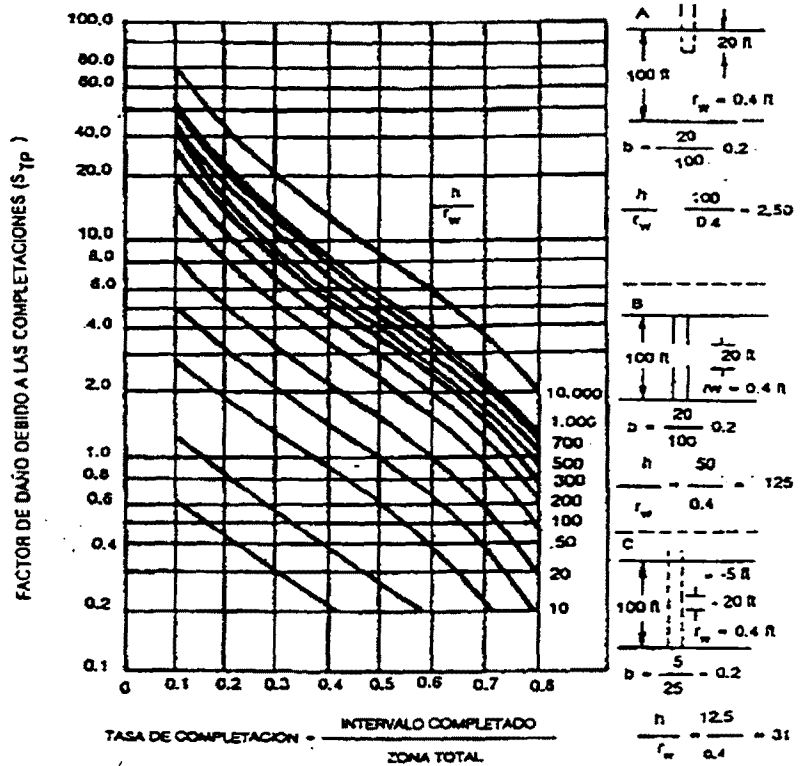
Este valor comprende el verdadero daño de la formación y los pseudo daños reflejados por el cañoneo, el flujo turbulento y la completación parcial del pozo. El pseudo daño por cañoneo es debido al cañoneo parcial.

El cañoneo parcial se utiliza para evitar que el gas o el agua se conifique. Es decir, la perforación de la arena objetivo, depende en gran parte de los contactos gas-petróleo y/o agua-petróleo.

Ilustración

La figura representa el efecto del pseudo daño en función de la fracción de intervalo de arena cañoneada.

En esta figura se calculan dos valores $\frac{h}{r_w}$ y la tasa de completación "b", para determinar el factor de pseudo daño. El valor h es el intervalo total de producción. El valor b se calcula dividiendo la arena abierta a producción entre el intervalo total.



Capítulo IV

Equipos de Subsuelo

Visión General

Introducción Los equipos de subsuelo utilizados en la completación de los pozos tienen la finalidad de llevar los fluidos desde la formación productora hasta el cabezal del pozo, en forma segura para el personal y las instalaciones.

Los principales componentes de los equipos de subsuelo son las tuberías, las conexiones de las tuberías, empacaduras, equipos adicionales para la completación y los equipos adicionales para la producción.

Objetivo Específico Identificar los equipos de subsuelo utilizados en la completación y producción de los pozos.

Contenido A continuación se presentan los contenidos que serán desarrollados en este capítulo :

Temas	Página
Propiedades físicas del Acero	4-2
Tuberías	4-4
Inspección de las tuberías	4-6
Conexiones de las tuberías	4-8
Empacaduras de producción	4-9
Tipos de empacaduras	4-12
Equipos adicionales para la completación	4-15
Equipos adicionales para la producción	4-24

Propiedades físicas del Acero

Propiedades

Antes de describir los componentes de los equipos de subsuelo hablaremos de las propiedades físicas del acero, principal componente de este equipo.

Las propiedades físicas del acero que se deben considerar son las siguientes:

- Esfuerzo en el punto cedente.
 - Ductilidad.
 - Dureza.
-

Esfuerzo en el punto cedente

Las pruebas de tensión se usan para información sobre la resistencia de los materiales usados. En esta prueba se somete una porción del material de tamaño convencional a un aumento gradual de la carga.

Para cargas relativamente bajas, la elongación del material es linealmente proporcional a la carga aplicada. En este caso no ocurren deformaciones permanentes del material y se dice que el material se encuentra en el **rango elástico** de la curva, donde la carga es función de la elongación.

A medida que la carga continúa aumentando, se llega a un punto en la mencionada curva donde se obtiene elongación sin aumento de la carga. Este punto se conoce con el nombre de **punto cedente**.

Al dividir la carga correspondiente al punto cedente entre el área transversal de la sección sometida a la prueba, se obtiene el esfuerzo cedente.

Los aumentos de cargas, a partir del punto cedente, ocasionan deformaciones permanentes del material (rango plástico) hasta que físicamente la sección de prueba se rompe (punto de ruptura).

Al esfuerzo en el punto de rotura se le denomina esfuerzo final en tensión. En el diseño de una sarta de tubería el valor numérico de los esfuerzos en tuberías se deben usar con discreción.

Esto se debe a que dichos esfuerzos se determinan suponiendo sólo cargas axiales, mientras que en la realidad, las tuberías están sometidas a esfuerzos multidireccionales.

Propiedades físicas del acero (continuación)

Ductilidad

Es la propiedad que poseen algunos materiales de deformarse en el rango plástico, sin fracturarse. Por lo tanto, un material con una ductilidad alta se deforma apreciablemente antes de romperse.

La ductilidad se expresa como un porcentaje de elongación con respecto a una sección patrón, usando una especificación API para cada grado de tubería.

Dureza

La dureza se refiere a la propiedad que posee un material para resistir a la formación de una fractura quebradiza.

La dureza o resistencia al impacto se mide mediante la prueba del **Impacto de Charpy**. Esta consiste en golpear y fracturar una sección de prueba con un péndulo en movimiento.

Cuando el material falla, se dice que experimenta una fractura dúctil o una fractura quebradiza.

Fractura dúctil Ocurre con una deformación plástica antes y durante la propagación de fractura.

Fractura quebradiza Ocurre con muy poca elongación y con una mayor rapidez que la fractura dúctil.

Tuberías

Función	La función de las tuberías es llevar el fluido desde la formación productora hasta el cabezal del pozo.
Selección y Diseño	<p>La selección y diseño de la tubería es una parte fundamental en la completación de un pozo, para ello existe un conjunto de prácticas aceptables; entre éstas se pueden citar las establecidas por la API y las cuales se comentan en los informes siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Specification for Casing, tubing and Drill pipe, API Standard 5A.2. Bulletin on performance properties of casing and tubing, API Bulletin 5C2.3. Recommended practice for care and use of casing and tubing.
Grado de Acero	<p>Los grados de acero recomendados en las especificaciones API para tuberías de producción son : J-55, C-75, C-95, N-80 y P-105.</p> <p>Cuando se requieren tuberías que deban soportar mayores esfuerzos que una de grado J-55 se puede usar C-75 ó C-95.</p> <p>La tubería de grado C recibe tratamiento térmico para darle mayor dureza.</p>
Especificaciones de la API	<p>Las especificaciones API relacionadas con las propiedades físicas de la tubería miden:</p> <ul style="list-style-type: none">• Valores máximos y mínimos de los esfuerzos cedentes.• Valores mínimos de presión interna cedente.• Porcentaje mínimo de elongación en secciones de prueba de dos pulgadas de largo.• Valores de dureza típica.• Torque recomendado. <p>El límite máximo de los esfuerzos cedentes y la mínima elongación son factores muy importantes, los cuales son tomados muy en cuenta por lo fabricantes.</p>

Tuberías (continuación)

Niveles de Profundidad

A continuación se muestra una tabla que indica el nivel de profundidades a las cuales se alcanzan los límites de tensión evaluadas a operaciones normales de temperatura y presión para diversos factores de seguridad.

	Factor de Seguridad	1.5	1.6	1.75
Grados	Profundidades (pie)			
J-55		10200	9600	8000
C-75		13900	13000	11900
N-80		14800	13900	12700
P-105		19500	18300	16700

Nota importante

Generalmente se usa un factor de seguridad para tensión de tuberías igual a 1.6, y el cual se aplica a tuberías de diámetro uniforme.

Diseño de Colapso

El factor de diseño para el caso de colapso de tubería no debe ser inferior a 1.00 y se debe basar en una diferencia de presión que puede ocurrir, por ejemplo, cuando el espacio anular está lleno de fluido y la tubería vacía.

La tubería no debe ser sometida a pruebas de presiones pulsantes mayores que la presión de trabajo dividida por 1.1, a menos que previamente dicha tubería sea sometida a pruebas con presiones mayores que la presión pulsante.

Clasificación de las Tuberías

A continuación se presenta una tabla que define los tipos de tubería.

Clasificación	Definición
Tuberías de alta resistencia	Son aquellas que soportan esfuerzos mayores que 8000 lpc. y su grado es de C-75, N-80, C-98 y P-105. Las tuberías de alta resistencia pueden presentar problemas debido a la eliminación de la ductilidad y al aumento de la sensibilidad a roturas, lo cual es particularmente notable en tuberías P-105.
Tuberías de baja resistencia	Son generalmente dúctiles, por esta razón la concentración de esfuerzos se ejecuta parcialmente mediante la plasticidad del elemento.

Acción del H₂S

Cuando existe un cierto grado de humedad sólo se necesitan trazas de H₂S para que se produzca debilitamiento de la tubería. Este proceso de debilitamiento se le conoce comúnmente con el nombre de **corrosión sulfurosa**.

Inspección de las Tuberías

Tipos

A continuación se presenta una tabla que describe los tipos de inspección de tuberías :

Tipo	Descripción
Visual	<p>Toda tubería que se va a colocar dentro de un pozo debe ser revisada visualmente antes de ser instalada.</p> <p>Algunos de los efectos que se pueden detectar visualmente son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Defectos de fabricación, tales como roturas, abolladuras, soldaduras, escamas. • Defectos de la fabricación de sus roscas. • Daños que pueden ocurrir en el cuerpo de la tubería y/o en sus roscas durante el transporte y manejo de esas tuberías.
Prueba Hidrostática	<p>Una vez que la tubería se instala en el pozo se le hace una prueba de presión hidrostática. Estas pruebas se realizan a presiones por el orden del 80% del esfuerzo cedente mínimo.</p> <p>Sin embargo, una prueba hidrostática exitosa no representa una garantía suficiente de que no existan defectos en la fabricación de las tuberías sometidas a tales pruebas.</p> <p>Es posible que existan defectos de fabricación que sólo se detectan después de transcurridos varios ciclos de cambio en las presiones y temperaturas de trabajo de esas tuberías.</p>
Electromagnética	<p>En este método se introduce en la tubería un cable conductor en forma de resorte para medir la respuesta de la tubería al paso de corriente.</p> <p>Existen varios métodos para realizar estas pruebas y cada uno de ellos se identifica mediante la empresa que lo patrocina. Por ejemplo: Sonoscope, Tuboscope, Scanalog, Scanograph.</p> <p>Esencialmente, en cada uno de esos métodos se investigan, fundamentalmente, defectos internos de la tubería incluyendo corrosión.</p>
Mediante partículas magnéticas	<p>En este método se induce un campo magnético en la tubería. Esto permite que partículas regadas en la parte externa de la tubería se alinien para indicar defectos longitudinales de ella.</p> <p>Este método de inspección no es tan confiable como el electromagnético, ya que sólo se limita a la parte externa de la tubería.</p>

Inspección de las Tuberías (continuación)

Criterios de inspección

Generalmente, los criterios de inspección son diferentes para cada empresa. Los criterios de inspección pueden ser los siguientes:

- Para tuberías nuevas de grado J-55 sólo se deben realizar inspecciones visuales, de una manera muy cuidadosa. Por lo general, las tuberías de grado J-55 no presentan defectos de fabricación, por lo tanto, no se justifica usar otro método de inspección que no sea el visual.
- Para tuberías nuevas de grado C-75 y de mayor grado se debe usar una inspección electromagnética. Aquellas tuberías que presenten defectos de 5 a 12.5% de su espesor de pared no deben usarse.
- Uniones con defectos igual o mayores al 12.5% del espesor de la tubería no deben usarse.
- Acoplamientos de tuberías de grado C-75 y mayores deben ser inspeccionadas con el método de partículas magnéticas y por el método visual.
- Tuberías de grado N-80 y mayores deben ser inspeccionadas mediante el método electromagnético, si presentan defectos de corrosión y/o de servicio a la vista.

Conexiones de las tuberías

Tipos

Existen dos tipos de conexiones de tuberías aceptables por la API: NU y las EUE.

- Las conexiones NU poseen roscas de 10 vueltas. Tienen una resistencia menor que la del cuerpo del tubo.
- Las conexiones EUE poseen 8 vueltas por roscas y una resistencia superior a la del cuerpo del tubo.

Diámetros exteriores convencionales

A continuación se muestra una tabla que contiene los diámetros exteriores convencionales para las diversas conexiones y las correspondientes cuando se construyen tuberías modificadas, con el fin de permitir más holgura en el espacio anular.

Tipos de Roscas	Convencional (pulg)	Modificadas (pulg)
<u>2 3/8</u>		
API NU 10 Vueltas	2.875	2.642
API EUE 8 Vueltas	3.063	2.910
Modificadas	2.875	2.700
<u>2 7/8</u>		
API NU 10 Vueltas	3.500	3.167
API EUE 8 Vueltas	3.688	3.460
Modificadas	3.500	3.220

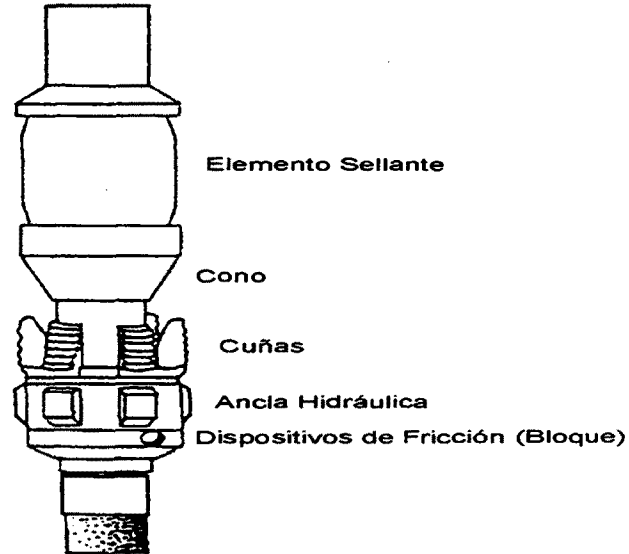
Empacaduras de Producción

Definición	Una empacadura de producción es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento (o la tubería de producción y el hoyo abierto).
Función	Su función es evitar el movimiento vertical de fluidos, desde la empacadura por el espacio anular. Las empacaduras de camisa y los colgadores de tensión se incluyen entre los tipos de empacadura, sin embargo, no se utilizan como empacaduras de producción.
Utilidad	Las empacaduras de producción se utilizan para: <ul style="list-style-type: none">• Proteger la tubería de revestimiento del estallido, bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.• Proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.• Prevenir la migración de fluidos entre zonas a través de las perforación o fugas de tubería de revestimiento.• Aislar perforaciones y producción en completaciones múltiples.• Proteger la tubería de revestimiento de colapso por el uso de un fluido sobre la empacadura en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.
Elementos básicos	Los elementos básicos de una empacadura son: <ul style="list-style-type: none">• Cuñas.• Sellantes.• Dispositivos de fricción.• Anclas hidráulicas.

Empacaduras de Producción (continuación)

Ilustración

A continuación se ilustran los elementos básicos de una empacadura :



Cuñas

Las cuñas pueden ser de una variedad amplia de forma. Es deseable que posean un área superficial adecuada para mantener la empacadura en posición, bajo los diferenciales de presión previstos a través de las empacaduras. Las cuñas se deben reemplazar si ya se han utilizado una vez en el pozo.

Sellantes

Estos elementos son normalmente constituidos con un producto de goma de nitrilo ya que se ha comprobado que son superiores cuando se utilizan en rangos de temperatura normal a media.

Cuando se asienta una empacadura, el elemento sellante es comprimido para formar un sello contra la tubería de revestimiento. Durante la compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo de la empacadura y la pared de la tubería de revestimiento.

La maleabilidad del elemento sellante para retornar a su forma original cuando se quitan las fuerzas compresivas, causan que la empacadura se pegue contra la pared de la tubería de revestimiento.

Algunas empacaduras incluyen resortes de acero retráctiles moldeados dentro del elemento sellante, para resistir la expansión y ayudar en la retracción cuando se desasienta la empacadura.

Empacaduras de Producción (continuación)

Dispositivos de Fricción

Los elementos de fricción son una parte esencial de muchos tipos de empacaduras para asentarlas y en algunos casos para recuperarlas. Pueden ser flejes, en resortes o bloques de fricción y, si están diseñados apropiadamente, cada uno de éstos, proporciona las fuerzas de sostenimiento necesarias para asentar la empacadura.

Anclas Hidráulicas

Las anclas hidráulicas o sostenedores hidráulicos proporcionan un método confiable para prevenir al movimiento que tiende a ocurrir en una empacadura cuando se aplica una carga en la dirección opuesta a las cuñas principales, ya que están diseñadas para sostener la empacadura.

Selección

Al seleccionar una empacadura es necesario conocer lo siguiente:

- Las funciones que se espera debe cumplir la empacadura.
 - El ambiente en el cual se usará la empacadura y el diseño mecánico de la misma.
 - Tipo de empacadura.
 - Tipo de completación.
 - Dirección de la presión.
 - Procedimiento del asentamiento de la empacadura.
 - Procedimiento de desasentamiento de la empacadura.
 - Costos.
-

Nota importante

Generalmente, se escoge la empacadura menos costosa que pueda realizar las funciones para la cual se selecciona. Sin embargo, el costo inicial de la empacadura no debe ser el único criterio de selección.

Las empacaduras más económicas son generalmente las de compresión y las de tensión.

Las empacaduras hidráulicas suelen ser las más costosas.

Tipos de Empacaduras

Tipos

Las empacaduras pueden ser agrupadas de acuerdo con los métodos de asentamientos, la dirección de la presión a través de la empacadura y número de orificios a través de empacadura. Principalmente existen los siguientes tipos:

- Recuperables.
- Permanentes.
- Permanentes-recuperables.

Nota importante En la industria petrolera nacional las empacaduras más utilizadas son las marcas, Baker, Otis, Guiberson y Camco, en diámetros de 4 1/2", 7" y 9 5/8".

Recuperables

Se bajan con la tubería de producción o tubería de perforación y se pueden asentar: por compresión, mecánica e hidráulicamente. Después de asentadas pueden ser desasentadas y recuperadas con la misma tubería.

Clasificación Las empacaduras recuperables se pueden clasificar tomando en cuenta la dirección del diferencial de presión en:

- Empacaduras de compresión.
- Empacaduras de tensión.
- Empacaduras de compresión-tensión.
- Empacaduras sencillas y duales de asentamiento hidráulico.

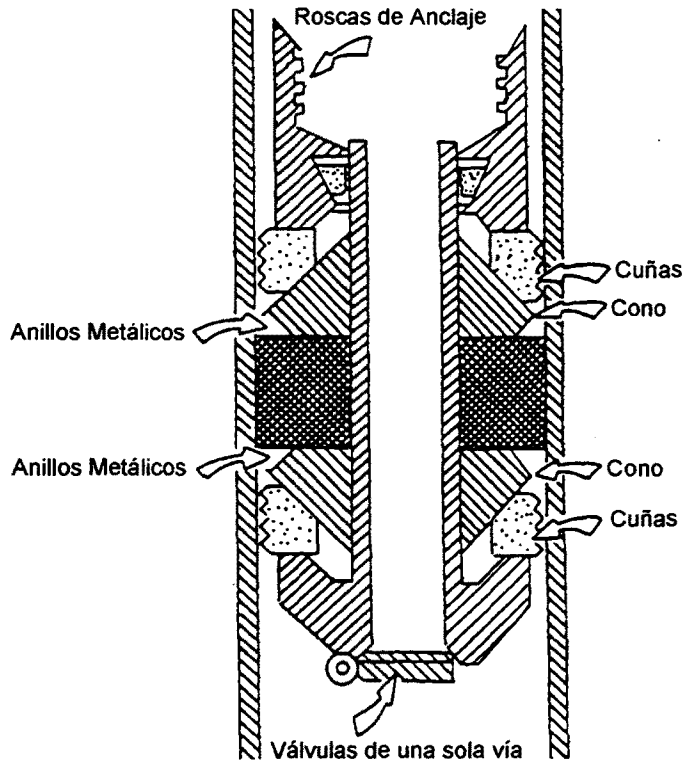
Permanentes

Estas se pueden colocar con la tubería de producción o con equipo de guaya fina. En este último caso, se toman como referencia los cuellos registrados en el perfil de cementación combinado CBL-VDL-CCL-GR para obtener un asentamiento preciso.

Las empacaduras permanentes se pueden considerar como parte integrante de la tubería de revestimiento, ya que la tubería de producción se puede sacar y dejar la empacadura permanente asentada en el revestidor. Usualmente, para destruirla es necesario fresarla, por lo que frecuentemente se les denomina **empacadura perforable**.

Tipos de Empacaduras (continuación)

Ilustración En la siguiente figura se muestra la empacadura permanente:



Unidades sellantes

Las unidades sellantes que se corren con la tuberías de producción se empacan con ancla en el orificio de la empacadura permanente, junto con los nipples sellantes, con ancla. Este último arreglo permite que la tubería de producción sea colgada bajo tensión.

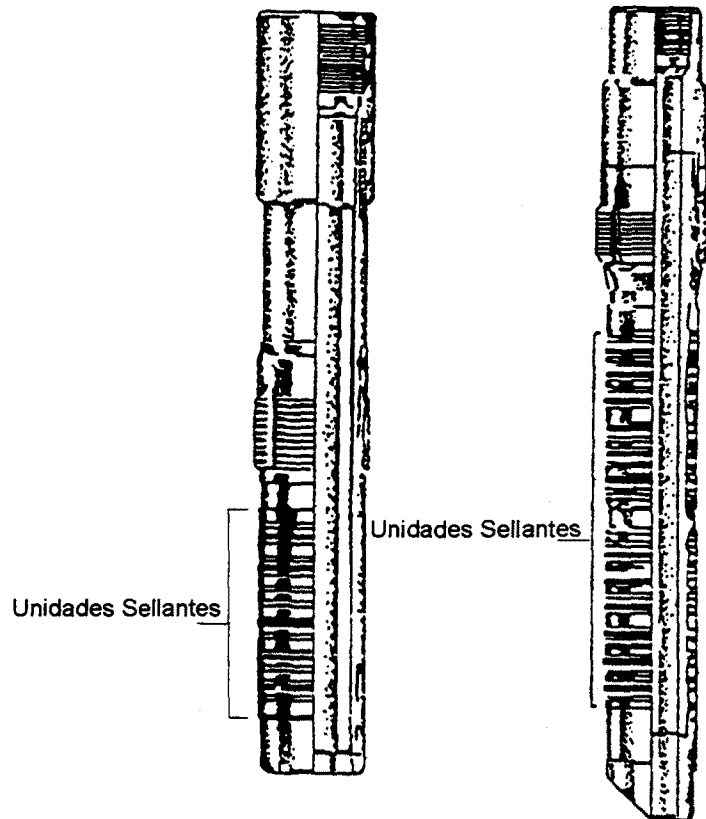
Tipos

A continuación se presenta una tabla con los tipos de unidades sellantes:

Tipos	Componentes del Elemento Sellante	Diferenciales de Presión (LPPC)	Temperatura de Fondo (°F)
Normales	Nitrilo	5000	325
V-RYTE	Vitron-Teflon Riton	10000	400
Moldeados	Nitrilo/Viton	5000	350
K-RYTE	Kalrez	15000	450

Tipos de Empacaduras (continuación)

Ilustración La figura muestra unidades sellantes para empacaduras permanentes:



Nota importante de unidades sellantes

Existen programas computarizados que permiten, en una completación sencilla, determinar el número de unidades sellantes, de acuerdo con el tipo de servicio que vaya a prestar la empacadura: pozos productores de petróleo y gas, pozos inyectores de gas, pozos productores de gases corrosivos tales como H_2S y CO_2 .

Permanentes-recuperables

Tienen las mismas características que las empacaduras permanentes pero pueden ser recuperadas del pozo cuando se requiera. Este tipo de empacadura se usa, preferiblemente, en condiciones medianas de presión y temperatura: 7000 LPPC de presión diferencial y 350°F.

Equipos adicionales para la completación

Clasificación Los equipos adicionales para la completación son los siguientes:

- Niples de asiento.
- Mandriles (dispositivos removibles de fijación).
- Niples pulidos.
- Acoples de flujo.
- Juntas de erosión y juntas de impacto.
- Mangas deslizantes (camisas).
- Mandriles de bolsillo lateral.

Niples de asiento

Es un dispositivo tubular insertado en la tubería de producción que se coloca en el pozo a una determinada profundidad.

Internamente son diseñados para alojar un dispositivo de cierre para controlar la producción en la tubería de producción.

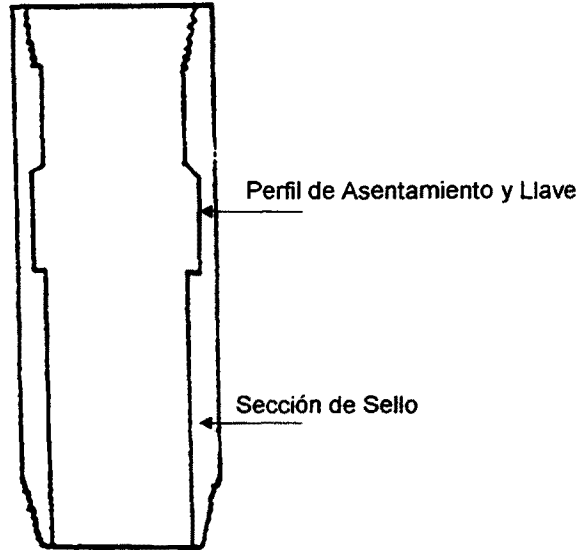
Tipos Los niples de asentamiento son: Selectivo y no-selectivo.

• Selectivos

Descripción	Clasificación
<p>Su principio de funcionamiento está basado en el conjunto de cerraduras que hacen juego con las llaves colocado en un mandril de cierre. Pueden ser colocados más de uno en una corrida de tubería de producción, siempre que tengan la misma dimensión interna. Se utiliza para:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Taponar el pozo hacia arriba, hacia abajo o en ambas direcciones. * Probar la tubería de producción. * Colocar válvulas de seguridad, reguladores de fondo, válvula de pie, niple de parada, empaaduras hidráulicas. * Servir como punto de referencia para puntos de control. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Selectivo por la herramienta de corrida. ◆ Selectivo por el mandril de localización.

Equipos adicionales para la completación (continuación)

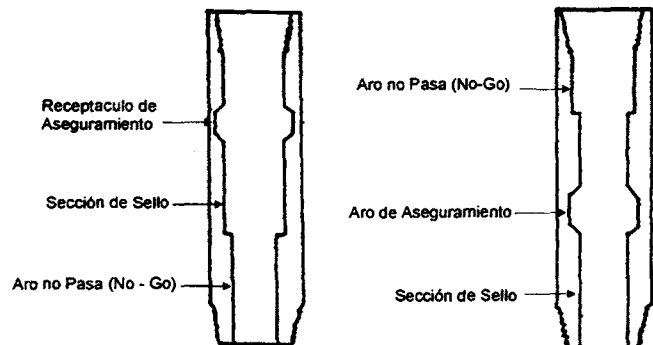
Ilustración La figura muestra un Niple de Asiento Selectivo:



- **No selectivos**

Este tipo de niple es un receptor para dispositivos de cierre. Su principio de funcionamiento es tener una disminución de diámetro llamado **no pasa (NOGO)**, para localizar los dispositivos de cierres; por lo tanto, el diámetro exterior del dispositivo deberá ser ligeramente mayor que el diámetro interno más pequeño del niple.

Ilustración La figura muestra un niple de asiento no selectivo:



Equipos adicionales para la completación (continuación)

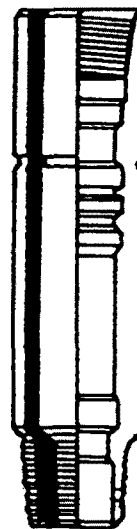
Ejemplos En el mercado existen múltiples marcas disponibles, entre ellas las OTIS, con sus modelos XN y RN.

Estos son la versión con tope no pasa (NOGO) de los niples X y R, y son empleados para evitar bajar sartas de herramientas con cable, por debajo de la tubería de producción.

A continuación se muestran dos tipos de niples no selectivos de diferentes marcas :



Modelo "XN"



Modelo "RN"

Equipos adicionales para la completación (continuación)

Clasificación,
(cont.)

Mandriles

Estos son dispositivos empleados para cerrar y sellar controles de producción en la tubería de producción o educutor.

Tipos

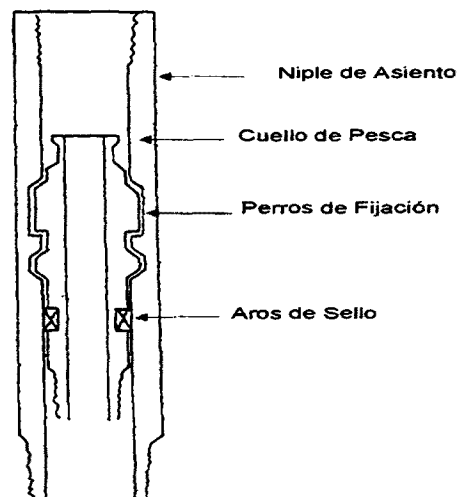
Existen dos tipos básicos de mandriles: dispositivo para cierre de niples de asiento y dispositivo para cierre de educutor.

Dispositivo para cierre de niples de asiento

El mandril para cierre de niples de asiento posee las siguientes características:

- Provee un cierre completo. Los ajustes de cierre son mecánicamente fijados al receptáculo de cierre en el niple de asiento.
- Están equipados con aros de sellos para alta presión y alta temperatura y asentado internamente en el niple de asiento.
- Su presión nominal de diseño es de 10000 lpc de presión diferencial.
- Cierra y sella una presión diferencial en ambas direcciones.
- Son más fáciles de colocar y recuperar, debido a sus dimensiones externas.

Ilustración La figura muestra un dispositivo para cierre de niples de asiento:



Equipos adicionales para la completación (continuación)

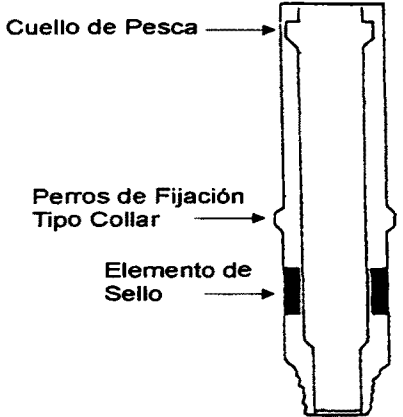
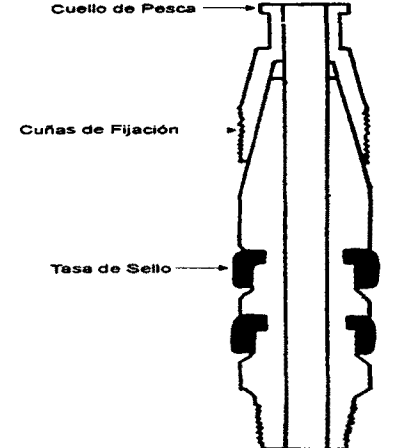
Dispositivo para cierre del eductor

Estos están diseñados para cerrar y aislar los equipos removibles de control de subsuelo, en la tubería de producción, que no han sido equipados con niples de asiento.

Este tipo de dispositivo utiliza unas copas o elementos de sello, con las cuales aísla. Su presión de diseño está por debajo de las 10000 lpc.

Tipos A continuación se presenta una tabla que describe los tipos de dispositivos para cierre del eductor.

Nota importante Son bajados con guaya, con una herramienta de corrida, y recuperados con una herramienta de tensión, haciendo uso de los cuellos de bajada o corrida y de sacada o recuperación.

Tipo	Descripción	Ilustración
De cuello	Cierra donde se localiza su conexión y resisten presiones en una sola dirección.	 <p>Cuello de Pesca →</p> <p>Perros de Fijación Tipo Collar →</p> <p>Elemento de Sello →</p>
De cuñas	Posee un cono que empuja sus cuñas hacia afuera.	 <p>Cuello de Pesca →</p> <p>Cuñas de Fijación →</p> <p>Tasa de Sello →</p>

Equipos adicionales para la completación (continuación)

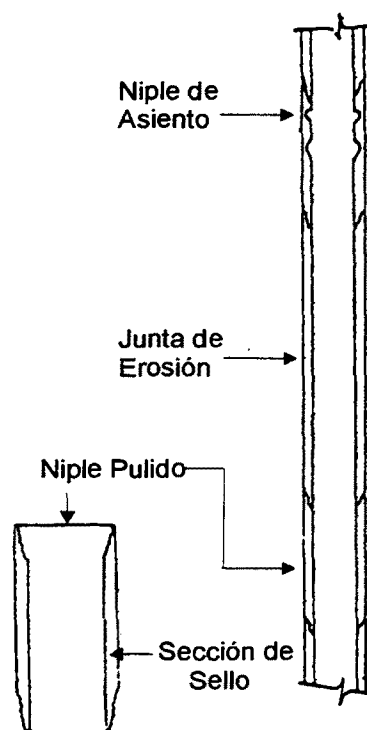
Niples pulidos

Es un pequeño niple tubular, construido del mismo material que el niple de asiento, el cual no tiene receptáculo de cierre pero es pulido internamente para recibir una sección de sellos.

Estos niples pueden ser usados al mismo tiempo que los niples de asiento, las camisas deslizantes, juntas de erosión y otros equipos de completación.

Su finalidad radica en la posibilidad de aislar en caso de filtraciones en la junta de erosión, haciendo uso de herramientas de guaya fina y mediante un ensamblaje mostrado en la siguiente figura.

Ilustración La figura muestra un montaje donde es empleado el niple pulido:



Equipos adicionales para la completación (continuación)

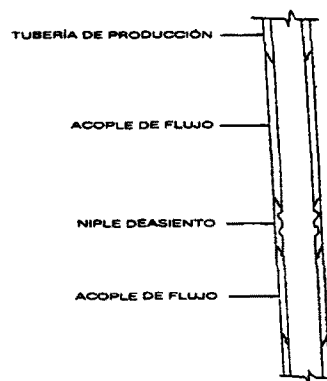
Acoples de flujo

Es un tubo de 2 a 4 pies de longitud construido con un acero aleado de alto grado. Es diseñado con las mismas dimensiones externas e internas correspondientes a la tubería y conexiones, respectivamente.

Ofrece una protección adicional a una posible erosión o corrosión.

Son ubicados inmediatamente por encima de un niple de asiento y en ocasiones especiales por debajo de este niple, cuando el mismo sea empleado para recibir un equipo para control de producción.

Ilustración La figura muestra un montaje de acoplamiento de flujo



Juntas de erosión y juntas de impacto

Son fabricadas en longitud de 10, 20 y 30 pies. Estas son corridas con la tubería de producción y ubicadas frente al intervalo perforado.

Ofrecen una protección adicional contra la erosión por el efecto de flujo de las perforaciones en producción.

Mangas deslizantes

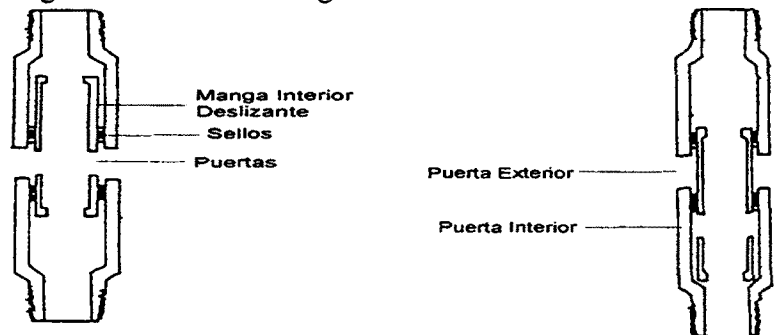
Este es un equipo del tipo de comunicación o separación, que es instalado en la tubería de producción. Son dispositivos todo abierto con una manga inferior, la cual puede ser abierta o cerrada por métodos de guaya.

Estas permiten traer pozos a producción, matar pozos, lavar arena y la producción de pozos de múltiples zonas.

Equipos adicionales para la completación (continuación)

Ilustración

La figura muestra las mangas deslizantes:



Tipos

Existen una gran variedad de estos equipos con diferentes aplicaciones, pero con un mismo principio de funcionamiento. Entre ellos tenemos:

- De tubería de producción con orificios.
- Con receptáculo de asiento y anclaje para un mandril.
- Con una sección de sello.
- Con camisa recuperable con guaya y
- Con una válvula recuperable con guaya.

✓ Mandriles con bolsillo lateral

Estos son diseñados para instalar en ellos controles de flujo, como válvulas para levantamiento artificial con gas, en la tubería de producción.

Las válvulas que se instalan en estos mandriles se clasifican en dos grupos: recuperables con guaya fina y no recuperables.

Tipos

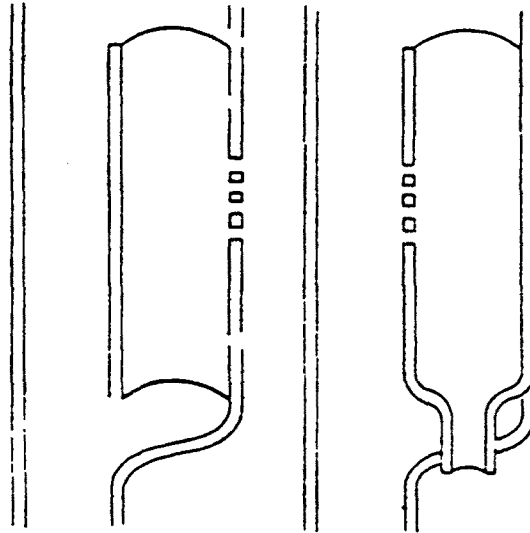
A continuación se muestra un cuadro que describe los tipos de mandriles con bolsillo lateral :

Tipo	Descripción
1	Consiste en un mandril estándar, con perforaciones en el lado exterior de la camisa hacia el revestidor, y el fondo de la misma está comunicada con la tubería de producción.
2	Las perforaciones están en el interior hacia la tubería de producción y el fondo de la misma está en contacto con el espacio anular.

Equipos adicionales para la completación (continuación)

Ilustración

La figura muestra los mandriles con bolsillo lateral:



Equipos adicionales para la producción

Definición Son aquellos que se bajan con la tubería de producción y permiten llevar a cabo trabajos de mantenimiento subsuperficial, sin tener que parar el pozo o sacar la tubería de producción. También proporcionan facilidades para instalar equipos de seguridad en el subsuelo.

Función Los trabajos con equipos de producción se realizan con guaya fina, la cual permite lo siguiente:

- Taponar la tubería de producción para:
 - * Reparar o reemplazar el cabezal de producción (árbol de navidad).
 - * Probar fugas en la tubería de producción.
 - * Hacer producción selectiva, a través de una camisa deslizante.
 - * Permitir la bajada de un cañón en un pozo de alta presión.
 - Circular el pozo sobre la empacadura para:
 - * Matar el pozo, desplazando el fluido contenido en la tubería de producción por otro de mayor densidad.
 - Colocar válvulas de seguridad subsuperficiales.
 - Colocar equipos especiales, tales como:
 - * Estranguladores de fondo.
 - * Reguladores de fondo.
 - * Válvulas de levantamiento artificial por gas.
 - * Válvulas para inyección de químicos.
 - * Registradores de temperatura y presión de fondo.
-

Equipos adicionales para la producción (continuación)

Clasificación Los equipos para la producción son los siguientes:

- Igualador sustituto.
- Tapones recuperadores de eductor.
- Estranguladores de fondo.
- Reguladores de fondo.
- Válvulas de seguridad.

Igualador sustituto

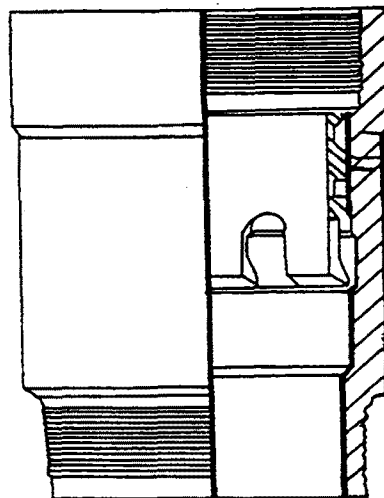
Estos dispositivos ofrecen un medio para igualar la diferencia de presión a través de un equipo de control subsuperficial, antes de que sea reabierto o reintegrada la tubería de producción.

Son usualmente colocados entre el control de producción y el dispositivo de cierre.

Tipos Existen tres tipos los cuales son:

- Con tapones desplazantes.
- Normalmente cerrados con carga de resorte.
- Con válvula de manga con sellos tipo O.

Ilustración La figura muestra un igualador sustituto:




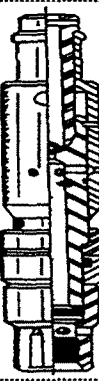

Equipos adicionales para la producción (continuación)

Tapones recuperables de eductor

Son empleados para taponar la tubería de producción y tener la posibilidad de realizar así trabajos de mantenimiento y reparación subsuperficial.

Tipos Existen tres tipos básicos de tapones recuperables, los cuales son asentados en niples o en la tubería de producción o eductor y recibir así presión por encima, por debajo o en ambas direcciones, bajo condiciones de operación.

A continuación se presenta una tabla que muestra los tipos de tapones recuperables de eductor:

Tipo	Descripción	Ilustración
Tapón por debajo	Consiste en un ensamblaje con un tapón de cabezal cargado con un resorte, al cual sella sobre un asiento de metal dispuesto en el sustituto igualador, pudiéndose realizar este sello también con un asiento de goma en adición con el metal.	
Tapón de circulación	Soporta presión solamente por encima y se puede circular a través de él. Su diseño varía de acuerdo con los requerimientos, teniendo así dispositivos de cierre con bola y asiento, válvula y sello o tipo válvula check de goma.	
Tapón de cierre en ambas direcciones	Es comúnmente empleado para separación de zonas de completaciones del tipo selectivas.	

Equipos adicionales para la producción (continuación)

Estranguladores de fondo

Consiste en un dispositivo de anclado en la parte inferior de la tubería de producción.

Estos permiten reducir o prevenir el congelamiento de los equipos de control, disminuyendo el punto de caída de presión en el fondo del pozo; reducir la inundación del agua, a través de la estabilización de la presión de fondo; reducir la relación gas-petróleo bajo ciertas condiciones y reducir la producción cuando así se desee.

Reguladores de fondo

Es un ensamblaje que consiste en una válvula asentada por un resorte cargo. Cuando existe una presión diferencial, a través de la herramienta, la válvula se mueve hacia arriba, permitiendo al pozo fluir y así reducir su presión.

La caída de presión puede ser variada, mediante el ajuste de la tensión del resorte en el regulador.

Entre las aplicaciones del regulador de fondo tenemos que ayuda a eliminar los calentadores necesarios en la superficie; mantener una presión superficial fluente, segura y trabajable; disminuye la formación de hidratos en el cabezal y la línea de flujo.

Puede ser empleado como taponamiento estacionario de pozos que no han sido equipados con niples de asiento con una presión de entrada por encima de 1500 lpc y donde se emplea un cierre tipo cuña es empleado.

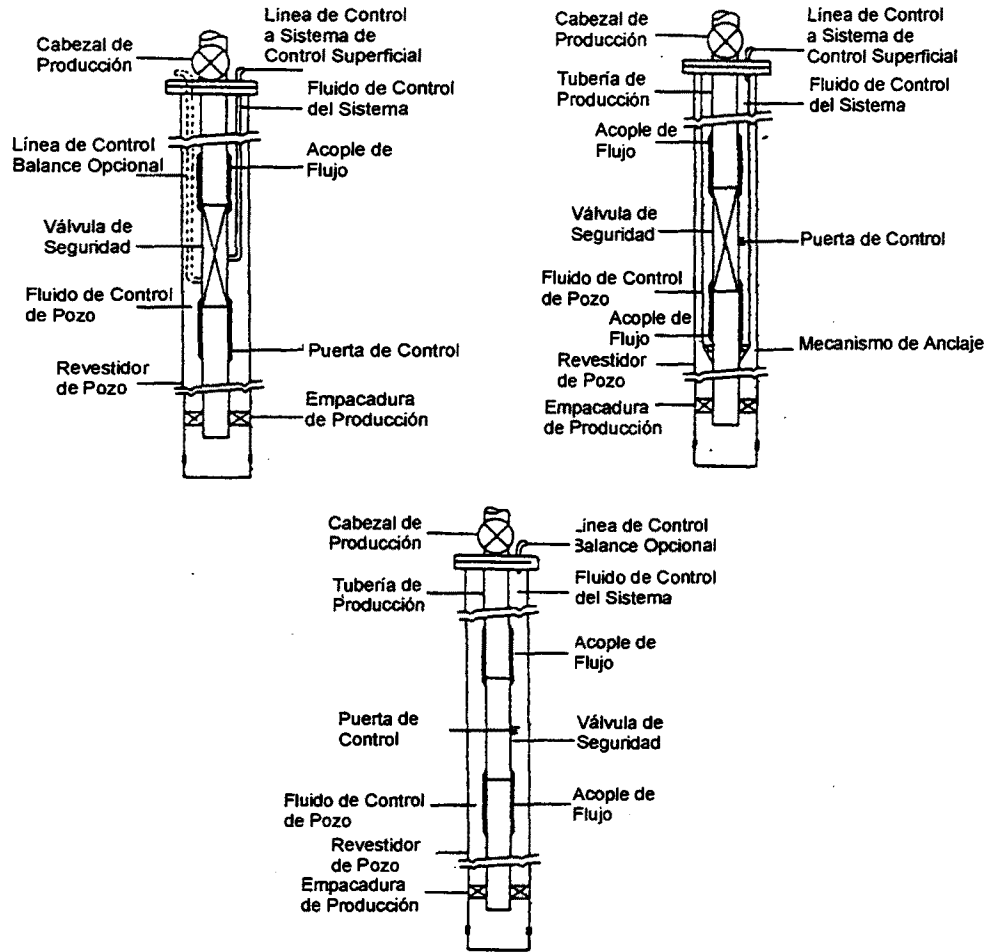
Válvulas de seguridad

Estos son dispositivos diseñados para cortar el flujo en un pozo en caso de una falla o daño en algún equipo de superficie.

Equipos adicionales para la producción (continuación)

Ilustración

La figura muestra las válvulas de seguridad de control:



Clasificación

Las válvulas de seguridad se clasifican, de acuerdo con la localización desde donde son controladas, en válvulas de seguridad de control superficial y válvulas de seguridad de control subsuperficial.

- **Válvulas de seguridad de control superficial**

Estas válvulas cumplen su función una vez recibida una señal automática o manual desde la superficie.

El método de control puede diferir, pero es el mismo principio de una presión aplicada desde una fuente ubicada en la superficie, para mantener la válvula abierta.

Equipos adicionales para la producción (continuación)

Métodos A continuación se presenta una tabla que muestra los métodos de control, sus ventajas y desventajas :

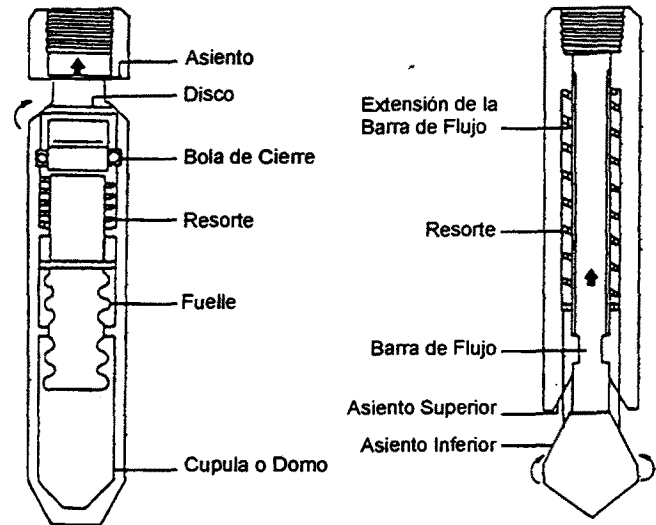
Método	Ventajas	Desventajas
Línea de control	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere poca holgadura radial adicional. • Mínimo volumen de fluido de control. • Mecánicamente fuerte. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pequeña línea sometida a daño. • Requiere de cuidado para evitar taponamiento de la línea de control. • Requiere de gran volumen de fluido de control.
Control concéntrico	<ul style="list-style-type: none"> • Adaptables a la tubería de completación. • Poco susceptible a taponamiento. • Mecánicamente fuerte. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo inicial. • No siempre es posible utilizarlos en condiciones normales. • Requiere de gran volumen de fluido de control.
Control por el revestidor	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere poca holgura radial adicional. • Bajo costo inicial. • Poco susceptible a taponamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere prevenir goteo en conexiones. • Requiere que la presión en el anular sea controlada.

- **Válvulas de seguridad de control subsuperficial**

Estas válvulas cumplen su función de cierre del flujo cuando existe una variación en las condiciones de fondo, sin que se requiera de ninguna fuente emisora de señal en la superficie.

Equipos adicionales para la producción (continuación)

Ilustración La figura muestra la válvula de seguridad de control subsuperficial:



Tipos Existen dos tipos de estas válvulas: válvula de seguridad operada por presión y válvula de seguridad diferencial.

Válvula de seguridad operada por presión

Emplea una cúpula o domo y un fuelle. Este tipo de válvula permite el manejo de un gran volumen de fluido o gas, mientras mantiene un seguro control del pozo.

Válvula de seguridad diferencial

Opera bajo el principio de una barra y un resorte de presión. Estos dispositivos son empleados para protección contra el flujo incontrolado, por causa de daño o falla del equipo de seguridad superficial.

Capítulo V

Operaciones del Subsuelo

Visión General

Introducción Las operaciones del subsuelo realizadas en los pozos tienen como objetivo colocar equipos que permitan la producción de los fluidos en forma eficiente y segura. Existen gran cantidad de equipos de acuerdo con las necesidades que se requieran por lo que aquí se describirán las más elementales.

Objetivo Específico Describir las operaciones del subsuelo e identificar los equipos que se utilizan en ella.

Contenido A continuación se presentan los contenidos que serán desarrollados en este capítulo :

Temas	Página
Equipos de superficie	5-2
Herramientas básicas de subsuelo	5-11
Herramientas auxiliares	5-19
Herramientas para sacar equipos (Pescantes-Pulling Tool)	5-33
Herramientas para bajar equipos (Bajantes-Running Tool)	5-36
Equipos sellantes y de prueba	5-39
Operaciones de subsuelo después de la completación	5-42

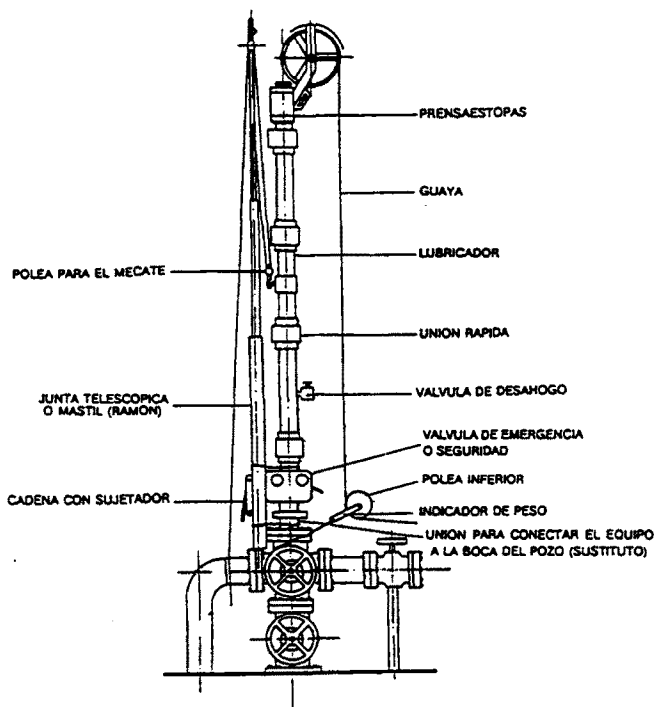
Equipos de Superficie

Descripción	Los equipos de superficie requeridos para las operaciones con cables o guayas dependen, en gran manera de la presión y profundidad del pozo.
Tipos	<p>Bajo condiciones normales, en un pozo con menos de 5000 lpc en el cabezal, los equipos utilizados son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none">• Cable.• Cortador medidor de guaya.• Indicador de peso.• Unidad de guaya.• Prensaestopa.• Lubricador.• Uniones rápidas.• Válvulas de seguridad.• Junta telescópica.• Reducciones.• Limpialínea.• Polea inferior.

Equipos de Superficie (continuación)

Ilustración

La figura muestra los equipos de superficie usados en las operaciones de guaya fina:



• Cables

Los cables, o también conocidos como guayas, son elementos de importancia vital en las operaciones de subsuelo. De su calidad, cuidado y mantenimiento depende en alto grado la realización de una operación en el tiempo requerido, así como también se evitan trabajos de pesca y hasta reparaciones mayores.

Clasificación De acuerdo con su conformación se clasifican en dos tipos:

- * Cable monofilamento o guaya fina.
- * Guaya multifilamento o guaya gruesa.

Equipos de Superficie (continuación)

Cable monofilamento o guaya fina

Se utiliza en operaciones normales de subsuelo y los diámetros más frecuentes son los siguientes: 0.072, 0.082 y 0.105 pls. Las mismas están disponibles en líneas continuas con longitudes de 10000, 12000, 15000, 18000, 20000 y 25000 pie.

El material más común, debido a su alta resistencia, buena ductibilidad y flexibilidad y bajo costo es el acero de arado.

La corrosión y las excesivas temperaturas y presiones, y las grandes profundidades han introducido muchos problemas en los trabajos con guaya. Para su uso bajo condiciones extremas, las herramientas y equipos para guaya son fabricados con materiales apropiados.

Guaya multifilamento o guaya gruesa

Estas guayas son usadas comúnmente para reemplazar guayas finas con un diámetro mayor de 0.105 plg y cuando se requiere de mayor resistencia. Se usan generalmente en trabajos de achique, pesca (cuando no hay altas presiones), bajar tubería de extensión, etc. Los diámetros, en pulgadas más usados son los siguientes:

1/8 (0.125), 9/64 (0.141), 5/32 (0.156), 3/16 (0.187), 1/4 (0.250) y 5/16 (0.312).

- **Contador o medidor de guaya**

Una de las más importantes piezas de los equipos de guaya es el contador. Permite saber a qué profundidad están colocados los diferentes equipos utilizados en la completación, la profundidad a la cual se están colocando herramientas dentro del pozo y, en general, hacer las mediciones que sean requeridas.

- **Indicador de peso**

En operaciones fuertes, cuando es necesario cargar la guaya a su máxima carga de seguridad, es necesario el uso de algún dispositivo indicador de peso.

Equipos de Superficie (continuación)

Tipos	Estos instrumentos están calibrados en libras o sus equivalentes métricos, e indican la carga total en la línea. Los tipos de indicadores de peso que existen son los siguientes: <ul style="list-style-type: none">* Mecánicos.* Hidráulicos.* Electrónicos.
--------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

- **Unidad de guaya**

La unidad de guaya hace posible un cómodo y seguro manejo continuo de la guaya durante la ejecución de operaciones de subsuelo. Es necesaria para transportar la guaya de un sitio a otro.

Está compuesta de un carrito de un tamaño lo suficientemente cómodo para maniobrar la longitud de guaya requerida para ejecutar el trabajo.

Cuenta con algún tipo de fuente de poder.

Para poder bajar o subir las herramientas a velocidad baja o constante se utiliza la transmisión o los frenos hidráulicos.

Otros componentes necesarios son el freno del carrito, embrague para desconectar la fuente de poder, y controles de velocidad.

- **Prensaestopas**

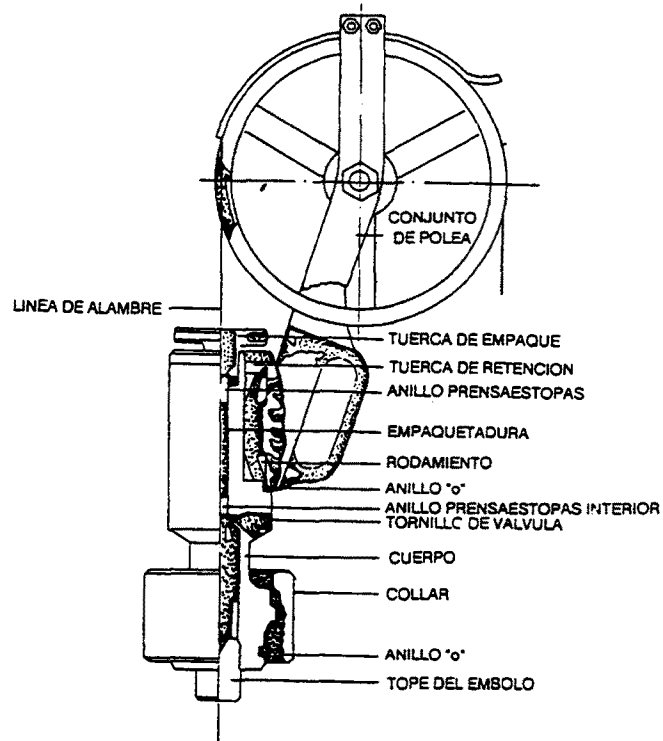
Este equipo es utilizado cuando es necesario ejecutar trabajos bajo presión. El prensaestopas consiste en una cámara empacada con un tornillo externo ajustable. El tornillo es suficientemente ajustado para minimizar filtraciones alrededor del pozo. En muchos casos, el prensaestopas posee una articulación giratoria y una polea para guiar la guaya dentro del mismo.

Los prensaestopas utilizados para trabajos pesados pueden ser equipados con un dispositivo para desahogar presión y un asiento para válvula impide reventones (no una válvula de seguridad). El propósito del impide reventones es cortar el flujo del pozo a través del prensaestopas, cuando las empacaduras están cortadas o vencidas.

El prensaestopas se diseña con un sello de grasa. La grasa es bombeada dentro del prensaestopas con presión, formando una barrera en contra del flujo de líquido o gases. Esto sella completamente y lubrica la guaya.

Equipos de Superficie (continuación)

Ilustración La ilustración muestra el prensaestopas :



- **Lubricador**

Un lubricador se describe como un conjunto de secciones de tubería, ensambladas con el prensaestopas en su parte superior.

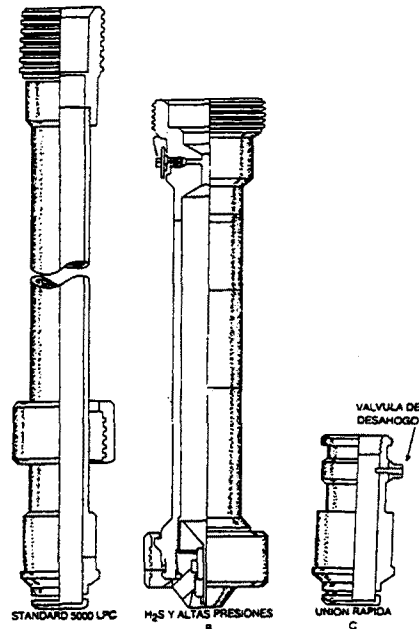
Las secciones tubulares están unidas mediante uniones rápidas; su tamaño y longitud están de acuerdo con las herramientas que van a ser utilizadas, y tienen una presión de trabajo igual o mayor a la sarta de tubería bajada en el pozo.

En su parte inferior cuenta con una válvula de desahogo. Generalmente se fabrican de acero al carbono tratado térmicamente de acuerdo con las normas NACE MR-01-75, 1978, sección 11.9.5.

El lubricador debe ser probado al doble de la presión del trabajo esperada para cada trabajo. Los lubricadores poseen, generalmente, una presión de prueba de 10000 lpc y una presión de operación de 5000 lpc.

Equipos de Superficie (continuación)

Ilustración La ilustración muestra algunos modelos de lubricantes :



- **Uniones rápidas**

Son conectados o soldados en el final de cada sección del lubricador y han sido diseñadas con un tipo de sello **o-ring** para mantener la presión del pozo.

Como una característica de seguridad, la mitad de una unión desliza dentro de la otra mitad y es asegurada por una rosca, la cual acopla en la otra mitad hembra.

Esta no podrá ser desconectada mientras haya presión en el lubricador.

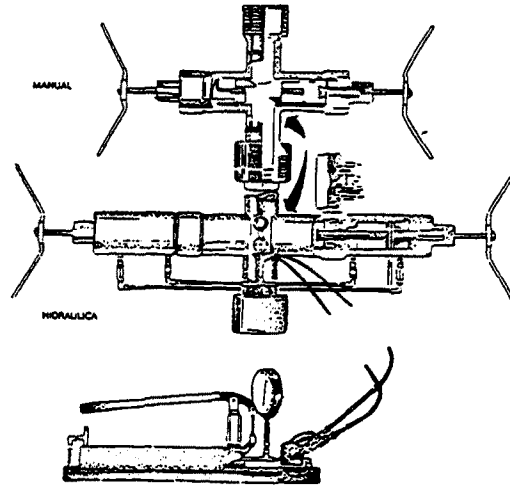
- **Válvulas de seguridad**

La válvula de seguridad para guaya es un equipo de ariete hidráulico utilizada para prevenir o controlar reventones. Además de prevenir positivamente contra los reventones, la válvula de seguridad es un medio de aislamiento de la presión del pozo al lubricador, sin cortar o dañar la línea. Esto se logra al presionar hidráulicamente los arietes de una empacadura elástica y formar un sello alrededor de la guaya.

Una vez que se cierra se puede desahogarlos que es usualmente necesario durante operaciones de pesca de guaya.

Equipos de Superficie (continuación)

Ilustración La ilustración muestra válvulas de seguridad :



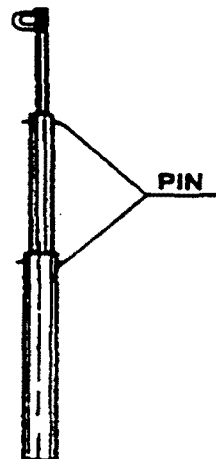
- **Junta telescópica o mástil**

Consiste en un número de secciones de tuberías de diferentes diámetros y de longitud aproximadamente iguales, que insertan unas en otras, y las cuales, haciendo uso de pasadores, pueden extenderse a manera de telescopio; en su sección superior, generalmente posee un ojo soldado para enganchar un aparejo.

Todo el conjunto se asegura por su parte inferior, al cabezal del pozo mediante una cadena con un sujetador.

El mástil es utilizado para levantar sobre el cabezal del pozo, el lubricador y toda las herramientas que sean necesarias utilizar para prever problemas.

Ilustración La ilustración muestra una junta telescópica o mástil :



Equipos de Superficie (continuación)

- **Reducciones**

Son equipos utilizados para adaptar lubricantes a conexiones diferentes encontradas en los cabezales de los pozos.

En su gran mayoría, son para servicio pesado y adecuadas para trabajar a una presión de operación hasta de 5000 lpc.

Las reducciones comunes de 2 plg y 2 ½ plg, roscadas deben ser sometidas a presiones de trabajo inferior a 10000 lpc.

Las mismas están diseñadas para soportar mayores presiones, pero al estar sometidas a fuerzas laterales impuestas por el lubricador, tienden a deformarse y romper los hilos de la rosca.

En todo caso, se recomienda utilizar conexiones de bridas.

- **Limpialínea**

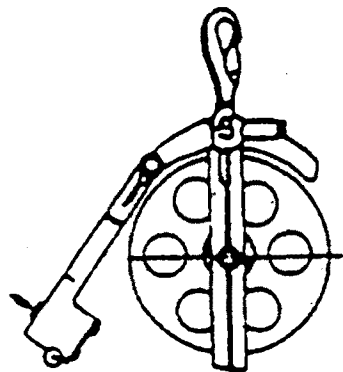
Cuando se retira la guaya del pozo, el fluido que viene a ella adherido gotea y puede caer en la polea inferior, creando posibles problemas de seguridad, mantenimiento y almacenaje.

Los limpialínea son una chamucera con un empaque de neopreno que comprime la línea eliminándole el fluido adherido.

Otros tipos están contruidos con el mismo principio del prensaestopa.

Usualmente está colocado en la polea inferior.

Ilustración La ilustración muestra el limpialínea :



Equipos de Superficie (continuación)

- **Polea inferior**

Está fijada en el cabezal del pozo y se usa para permitir una tracción paralela de la línea con respecto al lubricador, en lugar de una tracción angular.

Puede estar colocada en cualquier sitio, pero se recomienda lo más cercano para prevenir torsión del lubricador cuando se manejan cargas pesadas.

Herramientas básicas de subsuelo

Tipos

Los tipos de herramientas básicas de subsuelo son:

- Cabeza o receptáculo de guaya.
 - Barras.
 - Conexión flexible (muñeco).
 - Herramientas de impacto (martillos).
-

- **Cabeza o receptáculo de guaya**

Es un dispositivo que provee el amarre o unión entre la guaya y la sarta de herramientas. El más común de ellos consiste en un cuerpo, un resorte, un soporte para el resorte y un disco.

El cuerpo está diseñado de manera tal que en su interior acomoda la guaya, la cual pasa por un conducto desde la parte superior y el resto de las partes internas.

La parte superior es un cuello de pesca, que acepta pescantes apropiados de tamaños estándares, de forma cónica para guiar las herramientas de pesca y facilitar el enganche; además, su extremo superior es plano para prever que durante las labores de pesca u otras operaciones, el metal se doble y cierre el hueco de la guaya.

En su parte inferior siempre van conectadas las barras.

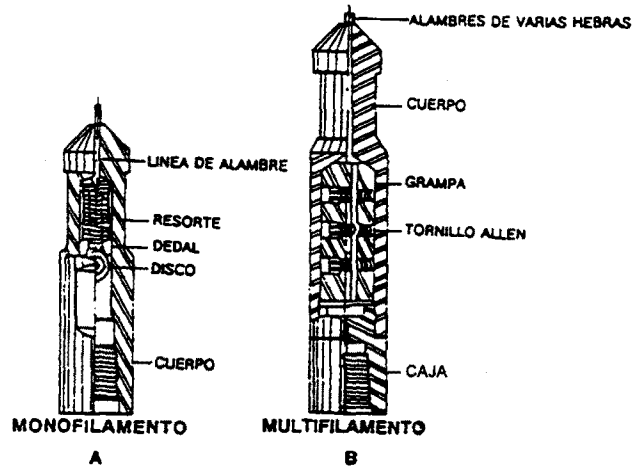
La guaya es sostenida por el disco, el cual está acanalado en toda su circunstancia y es lo suficientemente profundo para prevenir daños a la guaya cuando éste golpea contra el soporte del resorte.

El resorte actúa como un absorbedor de golpe para prevenir que el nudo caiga bajo severos impactos; además, aguanta y centraliza el disco de manera tal que la fuerza aplicada sea de tiro directo.

Los elementos internos están formados por una grapa que asegura el cable, ejercitando presión mediante unos tornillos Allen. La grapa es asegurada dentro del cuerpo mediante un sustituto roscado en la parte inferior del cuerpo.

Herramientas básicas de subsuelo (continuación)

Ilustración La ilustración muestra la cabeza o receptáculo de guaya :



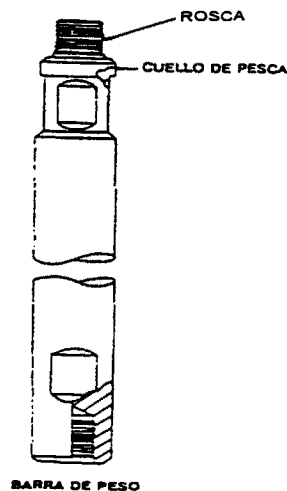
- **Barras**

Las barras proveen el peso necesario para correr las herramientas dentro del pozo y, además, refuerzan la acción de martilleo de las tijeras.

La influencia de las barras puede ser incrementada o reducida, cambiando su peso total, bien sea cambiando la longitud de la sección o utilizando barras más profundas.

Sus diámetros más usuales son de 3/4 plg, y 1 1/4 plg. Normalmente son hechas en secciones de 2, 3 y 5 pies de longitud, las cuales pueden interconectarse entre sí.

Ilustración La ilustración muestra las barras :



Herramientas básicas de subsuelo (continuación)

- **Conexión flexible (muñeco)**

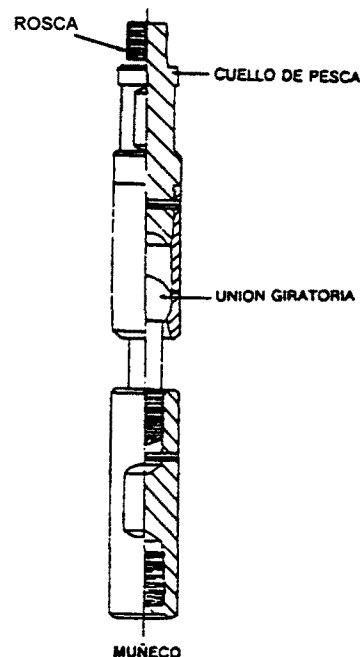
Es similar a una barra de más o menos un pie, pero en la mitad de su longitud tiene una unión giratoria, formada por una bola y un receptáculo donde al girar da flexibilidad al conjunto para pasar a través de tuberías dobladas, tuberías inclinadas, o enganchar alguna herramienta o equipo recostado en la tubería.

Cuando esta conexión es utilizada, debe ser colocada inmediatamente debajo de las tijeras, donde la flexibilidad es importante.

En el caso de tubería doblada, la junta debe ser colocada entre las barras y la tijera, y en casos extremos, entre cada barra.

Ilustración

La figura muestra la conexión flexible (muñeco)



- **Herramientas de impacto (martillos)**

Proveen de un medio de percusión o impacto a la sarta de herramientas, mientras se encuentran dentro del pozo.

Las fuerzas de impacto pueden ser hacia arriba o hacia abajo y se requieren cuando el trabajo no puede ser realizado por simple tensión o con el peso de las herramientas.

Herramientas básicas de subsuelo (continuación)

- Tipos** Existen básicamente dos tipos de martillos:
- * Mecánicos.
 - * Hidráulicos.
-

Martillos Mecánicos

Los tipos de martillos mecánicos son : Tijeras, tubular y articulados.

Tijeras Este martillo es el más utilizado por los operadores de guaya.

Es una herramienta del tipo cable y utiliza el peso de las barras, conectadas inmediatamente arriba, para transmitir efectivamente el impacto mediante la manipulación de la guaya en superficie.

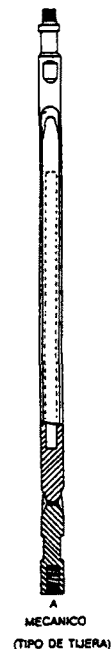
Su efectividad es dependiente del peso de las barras y de la longitud de la carrera.

Sin embargo, el tamaño y profundidad de las herramientas, densidad y viscosidad del fluido en la tubería, presión, e incluso el diámetro de la guaya, son factores que deben ser considerados.

Los martillos mecánicos están formados por dos piezas enlazadas como un eslabón de cadena, desplazándose libremente el uno dentro del otro; en su extremo superior presenta una cabeza de pesca rematada en una punta roscada y en el extremo inferior una caja roscada.

Herramientas básicas de subsuelo (continuación)

Ilustración La figura muestra el martillo mecánico tipo tijeras :



Tubular

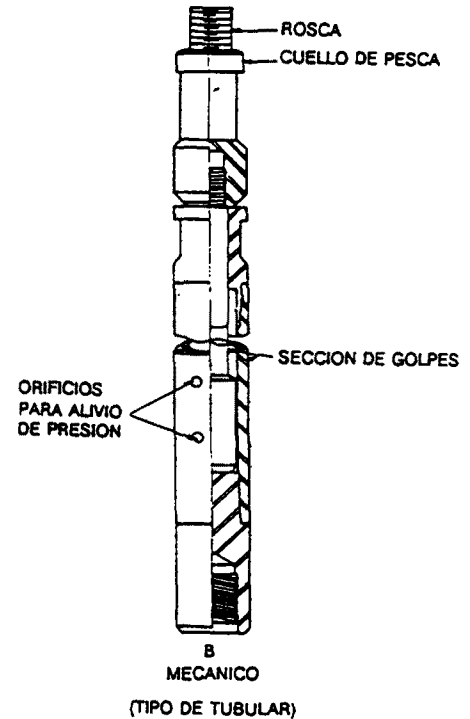
Es utilizado cuando existe material flotando en la tubería (pedazos de goma o guaya, arena, etc.) y en la que puede introducirse entre las partes móviles del martillo tipo tijera e impedir su funcionamiento.

El martillo tubular comúnmente está compuesto de una tubular perforado, en su parte superior e inferior, en cuyo interior se desplaza un pistón; dichas perforaciones permiten el paso del fluido cuando el pistón se mueve hacia arriba o hacia abajo. Si las aberturas no son suficientes para el paso del fluido, el martillo perdería acción.

El tubular, en su sección inferior, presenta una caja roscada. El pistón es roscado a una cabeza de pesca y asegurado con una pasador, y dicha cabeza rematada con una punta roscada.

Herramientas básicas de subsuelo (continuación)

Ilustración La figura muestra el martillo mecánico tipo tubular :



Articulados Se utilizan como equipo accesorio y son similares en su construcción a las juntas articuladas. La única diferencia es que este martillo articulado tiene una bola flotante dentro de una caja o enchufe de 4 plg de longitud y en efecto, es una tijera tubular corta.

Generalmente, estos martillos son utilizados para aflojar las barras atascadas, en lugares apretados o reducidos, cuando las tijeras mecánicas han fallado por truncamiento.

Sin embargo, sólo se recomienda su uso en caso de emergencia.

Herramientas básicas de subsuelo (continuación)

Martillo Hidráulico

Es una herramienta diseñada para suministrar impactos de mayor potencia que los que se obtienen mediante el uso de martillos mecánicos.

Estos martillos han sido diseñados para golpear hacia arriba.

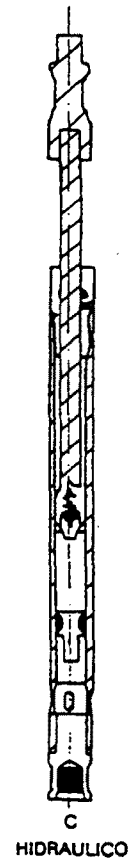
En vista de que los martillos hidráulicos no permiten golpear hacia abajo, cuando esta herramienta se requiera, debe usarse en conjunto con un martillo mecánico, colocado usualmente debajo del primero, lo cual preverá acción de impacto en ambas direcciones.

Si el martillo hidráulico falla por alguna empaadura o una conexión floja que permitan pérdida de aceite o filtraciones de gas a la cámara, las tijeras mecánicas podrían ser utilizadas para completar la operación.

Los martillos hidráulicos más comunes vienen en diámetros de 1 ½ plg, 1 ¾ plg y 1 7/8 plg y su longitud varía entre 1 ½ y 2 pies.

Herramientas básicas de subsuelo (continuación)

Ilustración La figura muestra el martillo hidráulico :



Herramientas Auxiliares

Tipos

Los tipos de herramientas auxiliares son:

- Calibrador de tubería o cortador de parafinas.
- Calibrador de tubería tipo troquelador.
- Raspador de tubería o parafinas.
- Caja ciega.
- Bloque de impresión o camarita.
- Localizador de punta libre.
- Bomba de arena.
- Bomba hidrostática.
- Localizador de guaya.
- Arpón o pescante de guaya.
- Cortador de guaya tipo diablo.
- Cortador de tubería.
- Localizador de cuello o pared.
- Pescante de agarre fijo.

• **Calibrador de tubería o cortador de parafinas**

Esta herramienta es de uso obligatorio en operaciones de subsuelo y debe ser bajada en la primera corrida que el operador realice.

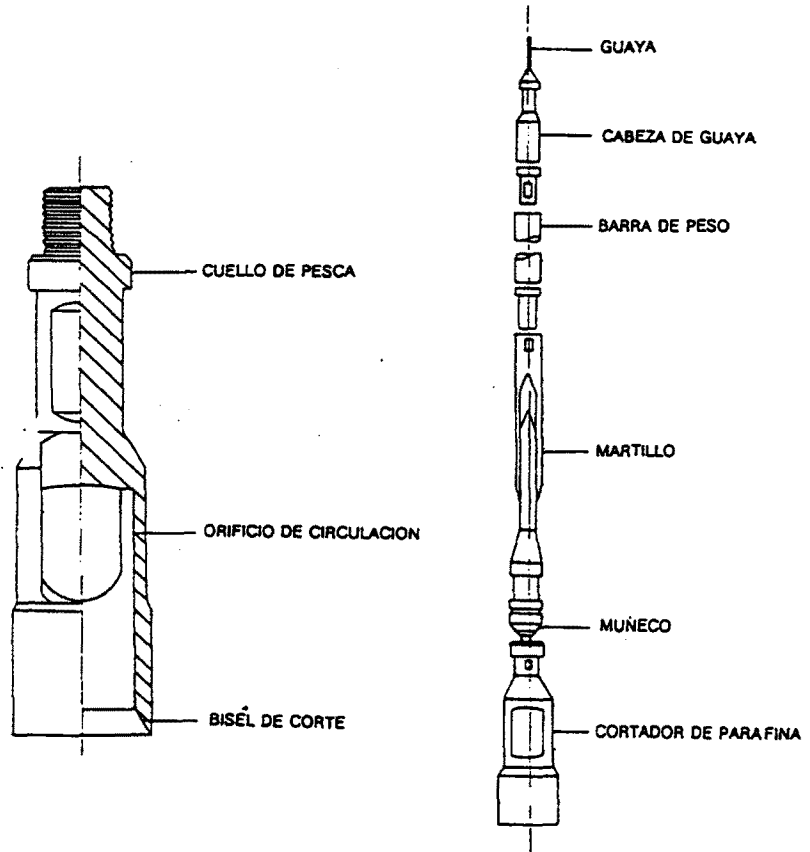
Esta herramienta está formada por una camisa delgada y un amplio orificio en su interior para permitir pasar el fluido. Su base es circular y sirve para raspar la tubería. Su parte superior termina en una cabeza de pesca con una punta roscada.

Usualmente es utilizada para cortar parafinas; por eso también recibe ese nombre, aunque algunos operadores prefieren aflojar inicialmente la parafina con un raspador, antes de bajar esta herramienta.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Función La función es indicar si la tubería permite el paso de los equipos y herramientas que van a ser utilizados durante el trabajo programado.

Ilustración La figura muestra la posición del cortador de parafina



- **Calibrador de tubería tipo troquelador**

Este calibrador está formado por un bloque metálico con ranuras longitudinales, para permitir circulación en caso de que la herramienta se quede en el pozo.

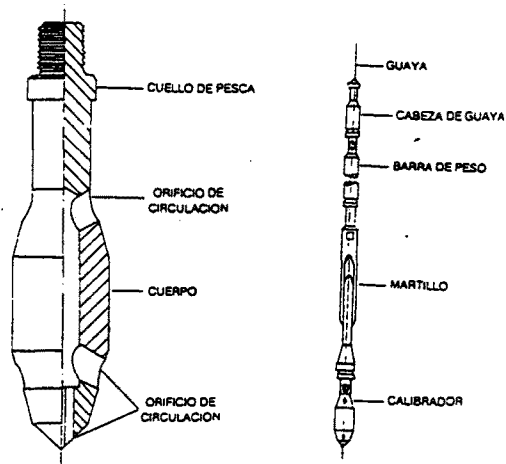
Su extremo inferior es cónico, lo cual permite pasar con mayor facilidad en los sitios reducidos.

En su parte superior lleva una cabeza de pesca rematada en una punta roscada.

Función Ensanche lugares reducidos o abollados en la tubería.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Ilustración La figura muestra la posición del calibrador de tubería :



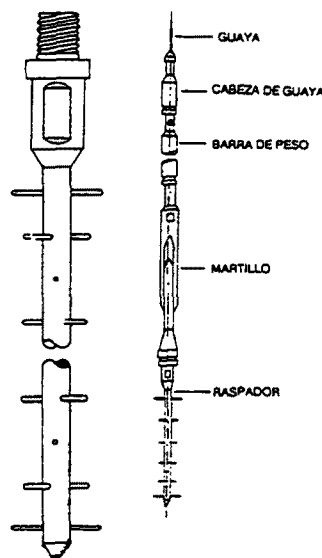
- **Raspador de tubería o de parafina**

Existen varios tipos de herramientas para raspar parafina. La más utilizada consiste en una varilla con agujeros dispuestos de tal manera que puedan insertársele alambres horizontalmente.

La longitud de dichos alambres es aproximadamente igual a la tolerancia de la tubería.

Funciones Raspar parafina, niples y camisas ; pescar pequeños trozos de guaya y detectar punta libre, entre otras.

Ilustración La figura muestra el raspador de tubería :



Herramientas Auxiliares (continuación)

- **Caja ciega**

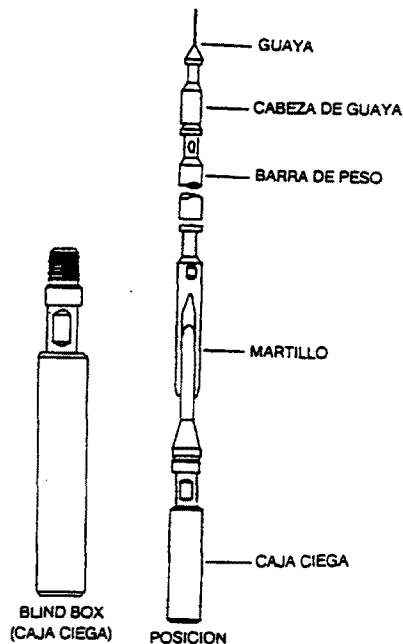
Es una herramienta de acero sólido, de gran dureza y completamente plano en su interior.

Funciones

- * Golpear herramientas o pedazos de metal para sacarlas fuera de la tubería o hasta una posición que permita trabajar con mayor facilidad.

- * Cortar la línea a nivel de la cabeza de guaya.

Ilustración La figura muestra la posición de la caja ciega :



- **Bloque de impresión o camarita**

Esta herramienta está formada por un cuerpo metálico en cuya parte inferior se acopla, mediante un pasador, un cilindro de plomo.

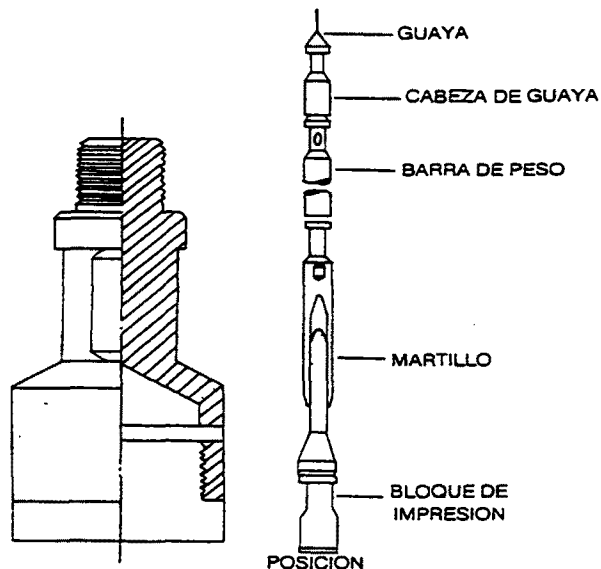
En la parte superior tiene una cabeza de pesca y una punta roscada.

Su operación es simple : se bajan las herramientas cuidadosamente hasta el tope de la obstrucción, se asienta suavemente y se golpea una sola vez usando el martillo mecánico. En esta forma se obtiene una impresión clara y única de la obstrucción.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Función Proveer al operador de una impresión clara, (especie de fotografía) del tipo y/o forma de obstrucción que pudiese existir en la tubería, y en el caso de un pescado, la posición y condición de la cabeza de pesca de la herramienta superior, dándole oportunidad de seleccionar o construir adecuadamente el pescante requerido y decidir el mejor programa para llevar a efecto el trabajo.

Ilustración La figura muestra la posición del bloque de impresión :



- **Localizador de punta libre**

El elemento principal de este localizador es una pequeña lámina o dedo, la cual va inserta en el cuerpo de la herramienta, con un extremo superior con un pasador que le sirve de pivote. Un mecanismo de resorte trata de mantener el extremo libre de la lámina dentro de la herramienta.

Antes de bajar la herramienta, se impulsa el dedo hacia el exterior y es mantenido en esta posición mediante un pasador.

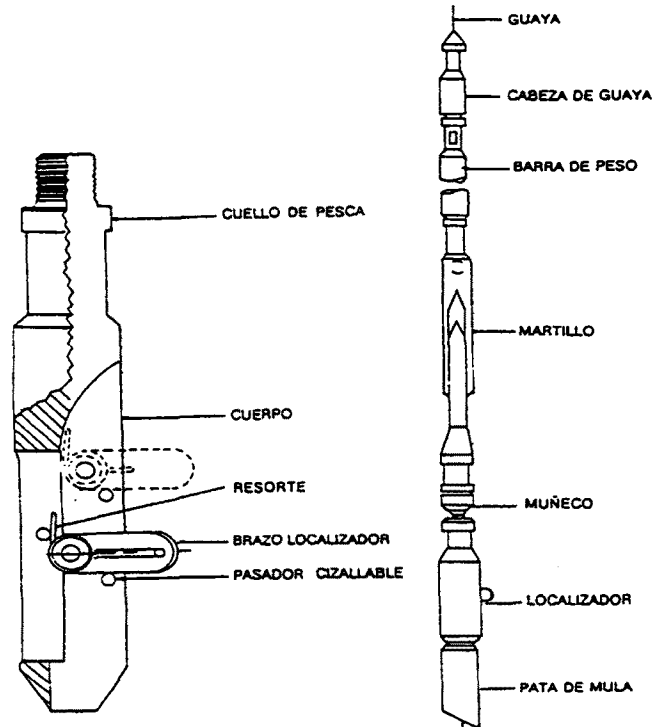
Al bajar por la tubería, está escondido pero al salir fuera de ella, se expande totalmente, impidiendo de ingreso libre, para lo cual habrá que romper el pasador y permitir que el dedo se retracte dentro de la herramienta.

Su parte superior posee una cabeza de pesca y una punta roscada y en su extremo inferior es hembra y, si se desea, se le puede acoplar una toma muestra o un cortador/calibrador.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Función Conocer la profundidad exacta donde se encuentra la punta de la tubería, a fin de correlacionar y hallar la posición de los otros elementos que forman parte de la completación permanente, tales como: camisas, niples de asiento, mandriles, etc.

Ilustración La figura muestra la posición del localizador de la punta libre :



- **Bomba de arena**

Consiste en un cilindro con un pistón en su interior.

El extremo inferior del cilindro está equipado con una válvula de retención, la cual tiene como función impedir que los sólidos que entran en el cilindro, mediante la acción de succión ejercida por el pistón, vuelvan a salir.

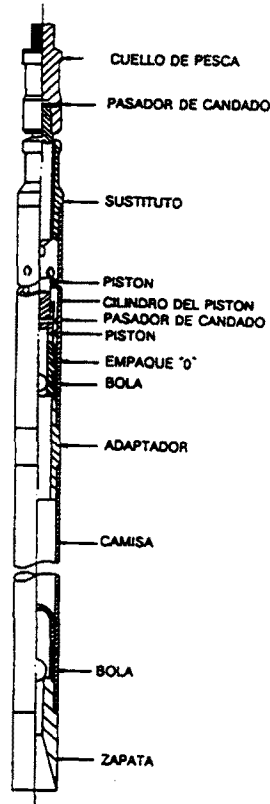
El pistón tiene una válvula de retención en su parte superior o inferior, la cual permite la acción de bombeo las veces que se requiera, sin sacar las herramientas del pozo.

En su parte superior tiene un cuello de pesca y una punta roscada, y en la parte inferior termina en una zapata, la cual permite cortar y aflojar la obstrucción.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Función Sacar arena o desechos (lodo, sal y parafina) depositados en la tubería. Ocasionalmente, puede también ser utilizada como un toma muestra.

Ilustración La figura muestra la bomba de arena :



- **Bomba hidrostática**

La bomba hidrostática es un cilindro o barril de aproximadamente 5 pies de largo con un mecanismo de disco de ruptura en el fondo.

El cilindro se sella herméticamente, antes de meterla al pozo, dejando en su interior la presión atmosférica.

Cuando se llega a la obstrucción, se rompe el disco de ruptura, martillando hacia abajo, permitiendo que la presión del pozo entre violentamente dentro del cilindro.

Una válvula de retención colocada en el extremo inferior impide la salida del material recuperado.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Función	Recuperar fluidos.
Nota importante	Esta herramienta debe ser utilizada con sumo cuidado, ya que es muy propensa al atascamiento y podría generar un trabajo de pesca adicional. Por esto, es recomendable colocar 5 pies de barra encima de ella, para evitar que se tranquen las tijeras.
Ilustración	La figura muestra la bomba hidrostática :



- **Localizador de guaya**

Consiste en una camisa, en cuyo extremo superior posee una caja roscada y un adaptador; en su extremo inferior están roscados unos flejes de aproximadamente $\frac{3}{4}$ de pulgadas de longitud, que le dan a la herramienta un efecto de resorte.

En su interior se desplaza un cilindro cuyo extremo superior es una punta roscada acoplada en un cuello de pesca y asegurada con un pasador ; su extremo inferior es un arpón cónico.

Función	Determinar la profundidad del extremo superior del cable, en caso de que éste se hubiese partido o hubiese sido necesario cortarlo por no poder sacar las herramientas.
----------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Herramientas Auxiliares (continuación)

Ilustración La figura muestra el localizador de guaya :



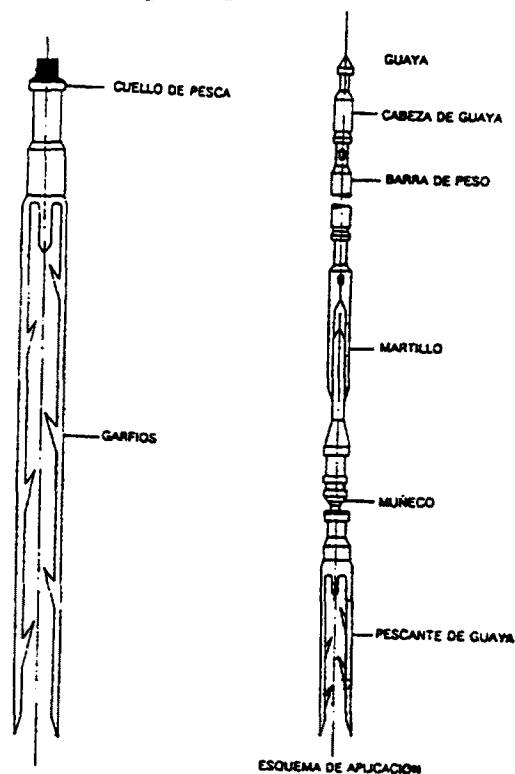
- **Arpón o pescante de guaya**

El pescante de guaya está formado por dos o tres patas de aproximadamente 2 ó 3 pies de largo, en cuyo interior llevan soldadas pequeñas púas con las puntas hacia arriba y concéntricamente, las cuales sirven para enganchar el cable cuando entra en el pescante. En su parte superior presenta una cabeza de pesca y una punta roscada.

Función Pescar restos de goma u otros materiales que se encuentren flotando en la tubería.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Ilustración La figura muestra el arpón o pescante de guaya :



- **Cortador de guaya tipo diablo**

El corta guaya es un pedazo de barra, cuyas dimensiones varían entre 1 ¼ a 1 ½ plg de diámetro y de 2 a 3 pies de largo. Está provisto de una cabeza de pesca y se recomienda que su parte inferior sea de forma de pata de mula.

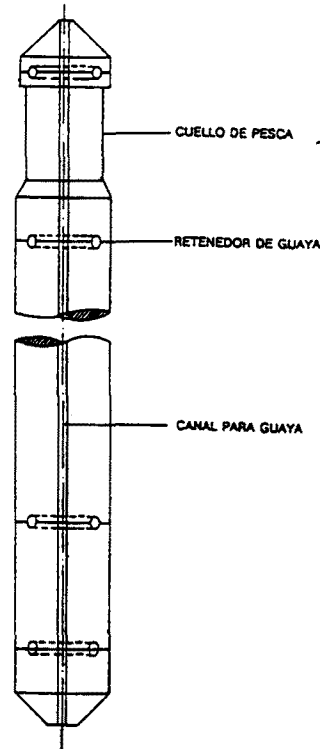
Posee una ranura lateral a lo largo de toda herramienta, por donde se deslizará la guaya desde la superficie hasta el punto de corte.

Para que la guaya no se salga de la herramienta, se asegura por varios pasadores dispuestos a lo largo de la herramienta.

Función Cortar la guaya lo más profundo posible para evitar que la guaya se rompa por fatiga o tensión, cuando las herramientas están pegadas y, así, pescar únicamente las herramientas.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Ilustración La figura muestra el cortador de guaya :



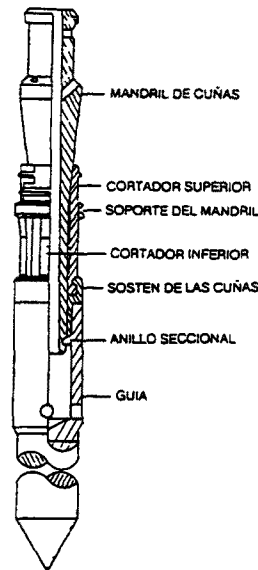
- **Cortador de tubería**

Esta herramienta está equipada con cuchillos que, al sobreponer un mandril cónico, corta la tubería. Es utilizado cuando las herramientas están atascadas. Puede ser llevada con las herramientas y cortar en el punto que se desee.

Función Cortar la tubería.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Ilustración La figura muestra el cortador de tubería :



- **Localizador de cuello o pared**

Esta formado por un cuerpo de dos patas en cuyo interior se desliza una camisa.

El extremo inferior del cuerpo de cada pata posee un perfil externo que puede ser acoplado en el perfil interno de los cuellos de la tubería y, a su vez, tienen un par de resortes de dedo fijados mediante un pasador que le sirve de pivote.

El extremo de la camisa es un cuello de pesca.

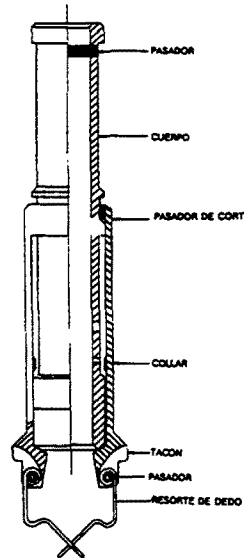
Cuando esta herramienta se corre, la camisa se asegura en el extremo superior del cuerpo mediante un pasador de seguridad, las patas se retractan mediante el enganche de su respectivo resorte en el extremo de la otra, quedando de esta manera la sección inferior con la punta de los resortes orientados hacia arriba y con un diámetro externo mayor que el de la tubería.

Al ubicarlos en el cuello deseado, se sube la herramienta, desactivando los resortes contra el cuello y liberando las patas. Se baja la herramienta cuyo extremo inferior descansará en el cuello y se golpea hasta romper tanto el pasador de la camisa como el del bajante.

Herramientas Auxiliares (continuación)

- Función** Las funciones del localizador de cuello o pared son:
- * Localizar cuellos de referencia en casos de perforadores de tubería.
 - * Asentar remiendos y segregaciones.
 - * Evitar la caída de equipos, normalmente válvulas para levantamiento artificial por gas, hasta el fondo o fuera de la tubería.

Ilustración La figura muestra el localizador de cuello :



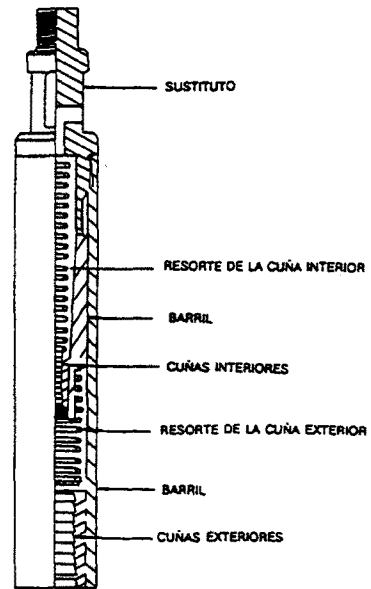
- **Pescantes de agarre fijo**

Deben ser usados únicamente como un esfuerzo final para recuperar equipos en los cuales otros pescantes han fallado. Existen varios tipos disponibles uno de los más populares es el de sobretiro o Bannon.

- Función** Pescar cuellos cilíndricos o herramientas que no poseen un cuello de pesca estándar.

Herramientas Auxiliares (continuación)

Ilustración La figura muestra el pescante de agarre fijo :



Herramientas para sacar equipos (Pescantes-Pulling Tool)

Descripción Estas herramientas han sido diseñadas para sacar del pozo, cuando así se desee, ciertos equipos tales como: válvulas para levantamiento artificial por gas, válvulas de seguridad, tapones, válvulas de retención, etc.

Componentes Los componentes básicos de estos equipos son los siguientes: un núcleo central, cuñas o perros, pasador de seguridad y cabeza de pesca con punta roscada.

Tipos Básicamente existen dos tipos de pescantes:

- Agarre Interno.
- Penetración.

- **Agarre interno**

Estas herramientas son universales en diseños, y todas tienen, virtualmente, el mismo principio de operación. Las cuñas o perros de enganche están diseñados para atrapar o asegurar la cabeza de pesca con un bicel ; asegura un contacto firme.

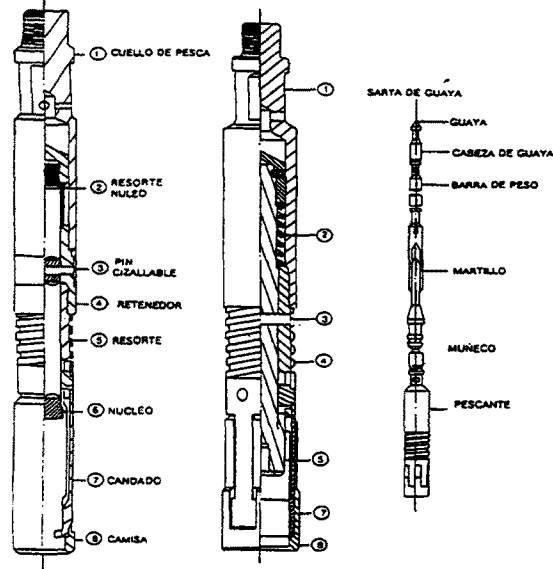
Algunos cuellos de pesca requieren que el pescante tenga mayor alcance, lo cual se logra al cambiar el núcleo interno que le da a las cuñas un mayor alcance.

Estas herramientas también están diseñadas para soltar el cuello de pesca en caso de un atascamiento, al romper el pasador colocado en la parte superior.

Función Agarrar cuellos de pesca con perfiles externos.

Herramientas para sacar equipos (Pescantes-Pulling Tool) (continuación)

Ilustración La figura muestra los pescantes de agarre interno :



Clasificación A continuación se presenta una tabla que describe la clasificación de los pescantes de agarre interno :

Pescante de agarre interno	Descripción
Con golpe hacia abajo	<p>Son las que sueltan martillando hacia abajo. Al golpear hacia abajo el núcleo del pescante choca contra la cabeza de pesca del equipo que se va a sacar, el cual le sirve de apoyo.</p> <p>Al golpear suficientemente la camisa del pescante, corta el pasador de seguridad que la une al núcleo y se mueve hacia abajo, lo que hace que las cuñas se retracten y pierdan contacto con la cabeza de pesca, liberándose la herramienta y dejándola en su misma posición.</p>
Con golpe hacia arriba	<p>Liberan al martillar hacia arriba; en este caso la acción de martillo actúa sobre el núcleo y la camisa sirve de apoyo, la cual a su vez se apoya sobre la cabeza de pesca.</p> <p>Al golpear hacia arriba, el núcleo corta el pasador de seguridad que lo une a la camisa, y un resorte lo impulsa hacia arriba, arrastrando con su parte inferior; las cuñas se retraen y pierden contacto con la cabeza de pesca y las herramientas quedan libres.</p>

Herramientas para sacar equipos (Pescantes-Pulling Tool) (continuación)

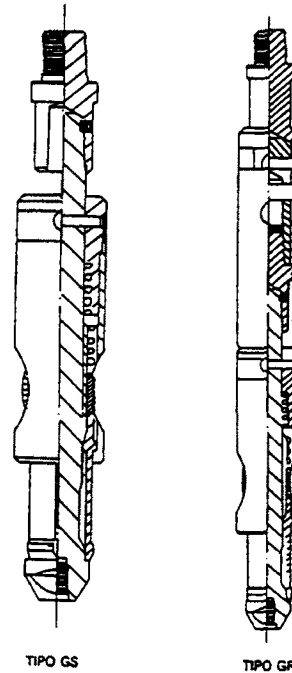
- **Penetración**

Estas herramientas enganchan en la parte interna del cuello de pesca y están equipadas con unas cuñas presionadas por un resorte, que se retraen a medida que la herramienta entra en el cuello de pesca y se fuerza hacia abajo por el resorte y se coloca en un canal ubicado en el tope del cuello de pesca.

Esta herramienta también está equipada con un pasador de seguridad que rompe hacia abajo, lo cual permite a las cuñas moverse hacia arriba en el mandril interno y liberarse del cuello de pesca.

Función Instalar equipos que requieren golpear hacia abajo para colocarlos; al golpear hacia abajo se cierran las cuñas que ubican la herramienta y al mismo tiempo, se rompe el pasador y se libera el bajante.

Ilustración La figura muestra los pescantes de penetración :



Herramientas para bajar equipos (Bajantes-Running Tool)

Descripción Los bajantes han sido diseñados para colocar equipos dentro del curso. Funciona similarmente a los mandriles y candados (herramientas de agarre de los equipos), utilizados en operaciones de subsuelo.

Es posible utilizar el mismo tipo de bajante para diferentes equipos.

Tipos Los bajantes se dividen en:

- Para válvulas de levantamiento artificial por gas.
 - Tipo J.
 - Tipo D.
 - Tipo X.
-

- **Para válvulas de levantamiento artificial por gas**

La conformación de estos bajantes es casi idéntica para los diferentes tipos de válvulas que existen. Están formados por un cuerpo y una cabeza de pesca con punta roscada. Su parte inferior es hueca y posee agujeros tangenciales, donde se aloja la cabeza de la válvula.

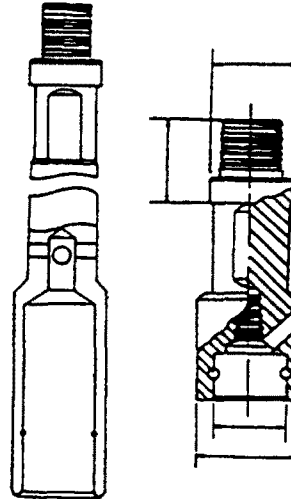
El funcionamiento consiste en introducir la cabeza de la válvula en la parte hueca del bajante y sujetarla mediante dos pasadores tangenciales. Al golpear hacia abajo, se asienta la válvula; luego, al golpear hacia arriba, se rompen los pasadores y se libera el bajante.

- **Tipo J**

Es similar al utilizado para bajar válvulas para levantamiento artificial por gas. Se emplea para bajar mandriles tipo J, F, S, W (en sus respectivos niples de asiento).

Herramientas para bajar equipos (Bajantes-Running Tool) (continuación)

Ilustración La figura muestra los bajantes tipo J :

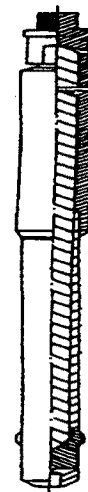


TIPO J

- **Tipo D**

Este bajante está formado por un cuerpo principal con un mandril interno sujeto por un pasador; en la parte inferior tiene dos cuñas, las cuales, a su vez, mantienen las cuñas del candado del tapón abiertas, hasta que se localiza el cuello donde debe anclarse; se ubican las cuñas en el receso del cuello, se golpea hacia arriba y se cierra el candado; luego, se rompe el pasador para liberar el bajante.

Ilustración La figura muestra los bajantes tipo D :



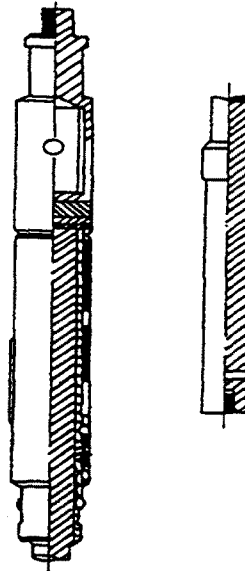
TIPO D

Herramientas para bajar equipos (Bajantes-Running Tool) (continuación)

- **Tipo X**

Se usa para instalar los mandriles de tipo X, R y H. Cuando se baja el mandril, el bajante lo mantiene abierto (cuñas retraídas). Al llegar al niple donde se desea asentar el mandril, mediante un dispositivo especial, el bajante pone las cuñas del mandril en situación de localizar y entrar en el perfil del niple de anclaje; se golpea hacia abajo, hasta que las cuñas entran totalmente al niple y el cuello de pesca hace contacto con el cuerpo del mandril (totalmente cerrado), quedando, así, el mandril fuertemente anclado dentro niple. Se golpea luego hacia arriba para liberar el bajante.

Ilustración La figura muestra los bajantes tipo X :



TIPO X

Equipos sellantes y de prueba

Tipos

Los tipos de equipos sellante y de pruebas son:

- Tapones.
- Remiendos u obturadores (Pack-off).
- Equipos de separación (Separation Tool).

• Tapones

Es frecuente la utilización de estos durante las operaciones del subsuelo.

La gran mayoría de los tapones se instalan y se retiran de su niple de anclaje mediante el uso de cables y herramientas de tipo estándar.

Usos

Sus usos más frecuentes son:

- * Durante la terminación de un pozo.
- * Al probar empacaduras permanentes.
- * Al asentar empacaduras de tipo hidráulico.
- * Al separar zonas productoras.
- * Al probar la hermeticidad de la tubería de producción.

Composición

Los tapones están formados generalmente por tres elementos:

- * Mandril de anclaje o candado, el cual asegura el tapón dentro del niple de anclaje.
- * Los elementos sellantes, los cuales evitan la comunicación entre los extremos del tapón, es decir, entre los espacios que se quieren separar.
- * El elemento igualador de presión, el cual sirve para eliminar gradualmente la presión diferencial en los extremos del tapón.

Equipos sellantes y de prueba (continuación)

Clasificación A continuación se presenta dos tablas que describen los tipos de tapones según la siguiente clasificación:

- * Con niple de anclaje.
- * Sin niple de anclaje.

Con Niple de Anclaje	Descripción
Selectivo	Son aquellos que pasan libremente a través de toda tubería, y pueden ser instalados en el niple de anclaje que se desee (debe corresponderse con el tapón).
No selectivo	Son aquellos que se asientan en un niple con perfil interno tipo NO-GO o de perfil reducido, los cuales no permiten pasar herramientas por su interior. Estos tapones se instalan siempre en la punta de la tubería, como último punto de anclaje.

Sin Niple de Anclaje	Descripción	Ilustración
Tipo DD	<p>El tapón DD fue diseñado para ser asentado en los cuellos de la tubería cuando no hay niples de asientos en la completación.</p> <p>No puede ser recobrado si existe algún diferencial de presión por debajo o por encima del tapón.</p> <p>Se puede correr y recobrarlo por guaya fina bajo presión. Soporta 5000 lpc diferencial en ambos sentidos.</p>	
Tipo DW	<p>Fue diseñado para ser asentado en pozos en cuya completación no existan niples de asiento; puede ser asentado y recobrado bajo presión, ya que posee una válvula igualadora.</p>	

Equipos sellantes y de prueba (continuación)

- **Remiendos u obturadores (Pack-off)**

Los remiendos están compuestos por un tubo o extensión de un tamaño acorde con el espacio que se desee sellar y un elemento sellante colocado en ambos extremos del tubo. El conjunto se ancla en la tubería, con un retenedor (tubing stop) u otro medio de anclaje en cada extremo.

Función

Las funciones de los remiendos u obturadores son las siguientes:

- * Tapar huecos que existan en la tubería de producción.
 - * Sellar mangas que no cierren completamente o mandriles de levantamiento artificial con bolsillos dañados.
-

- **Equipo de separación (Separation Tool)**

Este equipo se usa en terminaciones selectivas, cuando se quiere producir una zona del yacimiento a través de una zona y bloquear el flujo proveniente de alguna arena inferior. Es similar a un remiendo para mangas de circulación, salvo que lleva su parte inferior tapada.

Operaciones de subsuelo después de la completación

Tipos

Los tipos de operaciones de subsuelo que se realizan después de la completación son las siguientes:

- Instalar / sacar válvulas de levantamiento artificial.
- Operaciones de mangas de circulación.
- Trabajos de levantamiento por succión.
- Toma de registros de presión y temperatura.

• Instalar/sacar válvulas de levantamiento artificial

En este procedimiento, el papel principal lo juega una herramienta llamada Kick over tool (KOT). El KOT tiene como componente principal una camisa con brazos o fletes (2, 3 ó 4) sujetos en sus extremos. Un resorte calibrado ajusta el diámetro de los brazos al de la tubería. Esta camisa tiene en su interior un mandril, en cuyo extremo inferior se acopla el bajante/pescante de la válvula, y en su extremo superior una unión giratoria que permite el movimiento orientador hacia el interior del mandril.

• Operaciones de mangas de circulación

Las mangas de circulación, como componentes de las terminaciones permanentes, constituyen un equipo que tiene que ser operado con bastante frecuencia, durante la vida de un pozo, para producir una zona del yacimiento, para bloquear la producción, para instalar dispositivos reguladores o para efectuar estimulaciones. Este equipo opera, (abre o cierra) desde la superficie, mediante el uso de cable y la herramienta apropiada, según el tipo de manga.

Tipos

Existen dos tipos básicos de mangas : las que abren al deslizar la camisa interior hacia abajo, y las que lo hacen en sentido contrario. La mayoría posee un orificio en la camisa, el cual permite igualar la presión en ambos lados, tubería y espacio anular, antes de proceder a abrirlas.

Operaciones de subsuelo después de la completación (continuación)

Procedimiento El procedimiento que se debe seguir para abrir una manga de circulación es el siguiente :

Paso	Acción
1	Tomar la presión de la tubería.
2	Tocar la camisa de la manga suavemente.
3	Golpear suavemente, abajo o arriba según el caso
4	Observar la presión en el cabezal; si hay aumento de presión esperar hasta que ésta se estabilice y continuar golpeando suavemente.
5	Abrir totalmente la compuerta.

Operaciones de subsuelo después de la completación

- **Trabajos de levantamiento por succión**

El método consiste en bajar al pozo, por medio de un cable, una herramienta llamada **mandril de succión**. Este mandril está formado por una barra cilíndrica, la cual tiene en su interior una válvula que permite el paso del fluido a través del cilindro de abajo hacia arriba, cuando se introduce la herramienta en el pozo, y lo impide en sentido contrario.

En la parte exterior lleva un par de gomas con soporte de aluminio que flotan en el mandril.

El conjunto válvula/gomas, forma una especie de émbolo, que entra una sección de la columna de fluido y la saca fuera del pozo mediante la acción del cable.

En este tipo de operación debe evitarse, en lo posible, succionar a través de niples de anclaje, ya que esto deteriora las gomas y, en oportunidades, la eficiencia del sistema llega a cero.

Es de suma importancia que la válvula del mandril esté en su posición y funcionando correctamente, para evitar trabajos de pesca altamente costosos.

- **Toma de registros de presión y temperatura**

En esta operación se registran las presiones y temperaturas del pozo. Dependiendo del objetivo deseado, esta operación varía en su duración, condiciones de flujo del pozo y profundidades de medición.

Tipos

Los tipos de registros son los siguientes:

- * Registros estáticos.
 - * Registros de restauración.
 - * Pruebas de declinación de presión con cambio de tasa de producción.
 - * Registros fluyentes.
-

Operaciones de subsuelo después de la completación (continuación)

Registro estático

El objetivo de este registro es medir la presión estática a varias profundidades del pozo. Para ello es necesario que la zona que se va a medir haya sido cerrada el tiempo necesario para que la presión se estabilice. Luego, se toma la presión en la vecindad del intervalo perforado. Posteriormente, se realizan varias paradas adicionales hacia arriba para determinar el gradiente de presión estática del fluido.

La duración de cada parada o punto de medición es variable, variando normalmente entre 10 a 20 minutos cada una. La medición de la temperatura es opcional.

Registro de restauración de presión

Se utiliza para determinar una serie de parámetros requeridos por el ingeniero de yacimientos o de producción, tales como daño de formación, índice de productividad, permeabilidad, presencia de falla, etc.

El tiempo de cada una de las pruebas y la forma de hacerlas dependen del objetivo deseado y en cada caso para cada pozo variarán dichos tiempos.

Pruebas de declinación de presión con cambio de tasa de producción

Son pruebas de toma de presiones a objeto de obtener la información siguiente: permeabilidad de la formación, índice de daño o estimulación del área alrededor del pozo, presión del yacimiento, conexiones con pozos vecinos y posibles características de los límites del yacimiento.

Este tipo de prueba se realiza en pozos productores cuando por factores económicos y/u operacionales, el pozo no puede ser cerrado por largos períodos para obtener la estabilización de presión necesaria.

Por lo tanto, los datos de presión del período transitorio se pueden registrar midiendo la presión causada por el cambio en la tasa de flujo.

Operaciones de subsuelo después de la completación (continuación)

Registro fluyente

Se utiliza, generalmente, para determinar el punto de inyección de gas en pozos completados con equipo para levantamiento artificial por gas.

Para esto es necesario que el pozo se encuentre fluyendo bajo condiciones establecidas, flujo continuo y presión anular igual a la mínima observada.

Se realizan paradas de 50 pies por encima y por debajo de cada mandril, y en el lubricador. Muchas veces se realizan varias paradas al subir.

En este tipo de registro es indispensable que se tome la temperatura.

Capítulo VI

Reparación de Pozos

Visión General

Introducción

El análisis de pozos puede llevarse a cabo sobre un nivel de yacimiento, área o pozo individual. Sin embargo, de las conclusiones de estos análisis generalmente resultan recomendaciones como las siguientes: reparar el pozo, continuar produciendo hasta un límite económico, mantener presión con inyección, recobro mejorado o abandonar.

La reparación de pozos representa la alternativa de alargar la vida de los yacimientos con menor o ninguna inversión y da la posibilidad de evaluar y producir varios horizontes por el mismo pozo; así como mantener un control sobre los diferentes problemas de producción (agua, gas, baja presión, daños de formación, etc.) que se presentan.

De aquí, la necesidad de mantener una constante planificación sobre los pozos por reparar, para lo cual se deben analizar los problemas específicos en cada pozo e identificar el pozo problema y el tipo de reparación que se ha de realizar para el mantenimiento o generación del potencial.

Objetivo Específico

Identificar los tipos de trabajos de reparación de acuerdo con el problema que se presente en el pozo.

Contenido

A continuación se presentan los contenidos que serán desarrollados en este capítulo :

Temas	Página
Análisis de pozos problemas	6-2
Tasa de producción limitada	6-3
Alta producción de agua	6-9
Alta producción de gas	6-13
Problemas mecánicos	6-15
Tipos de reparación-Generación de potencial	6-17
Evaluación de la reparación	6-18

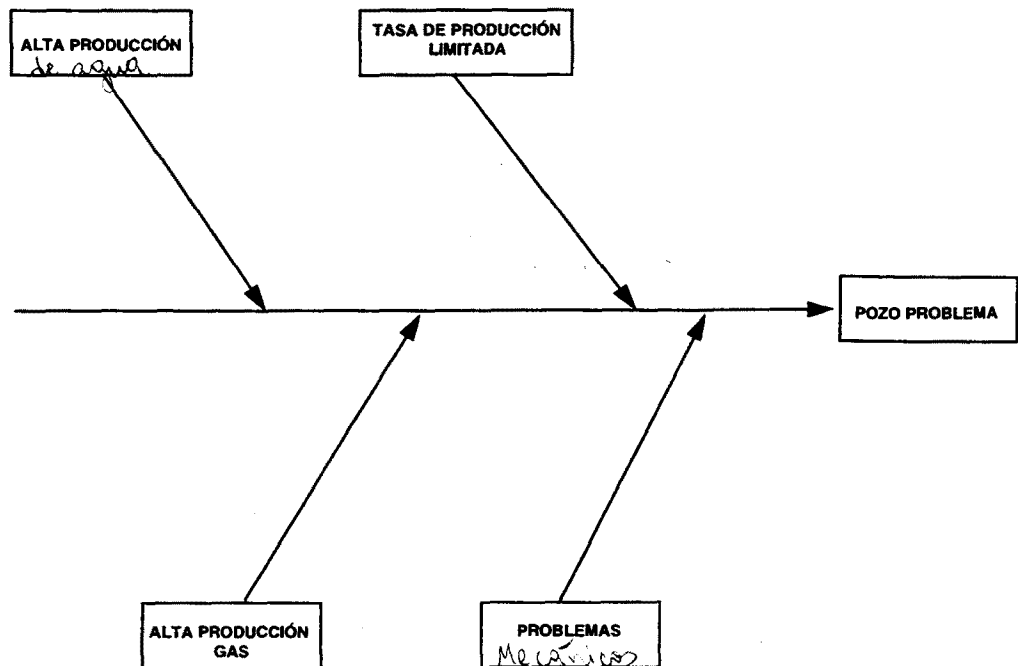
Análisis de pozos problemas

Definición Un pozo problema es aquel que, dentro de un marco económico particular, presenta límites predeterminados.

Tipos Los problemas que presentan los pozos son:

- Tasa de producción limitada.
- Alta producción de agua.
- Alta producción de gas.
- Problemas mecánicos.

Diagrama El diagrama representa un análisis del pozo problema :



Tasa de producción limitada

Factores

Los problemas de baja tasa de producción pueden resultar de varios factores, a nivel de yacimiento o del mismo pozo, que alteran la normal producción del sistema pozo-yacimiento. Estos factores son:

- Baja permeabilidad de la formación.
 - Baja presión del yacimiento.
 - Daño de la formación.
 - Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción.
 - Alta viscosidad del petróleo.
 - Excesiva contrapresión sobre la formación.
 - Inadecuado sistema de levantamiento.
-

- **Baja permeabilidad de la formación**

Descripción

Esta puede ser una característica regional o local (pozo o área) de un yacimiento. Cuando se ha determinado que una de las causas de baja productividad es la baja permeabilidad, debe ser considerado siempre junto a otras posibles causas de baja productividad.

La característica básica de un yacimiento de baja permeabilidad es que existe una rápida declinación de producción. De no existir suficiente información petrofísica para definir la baja productividad, las pruebas de producción y presión pueden servir para diferenciar entre baja permeabilidad o daño de la formación, como causa de aquella.

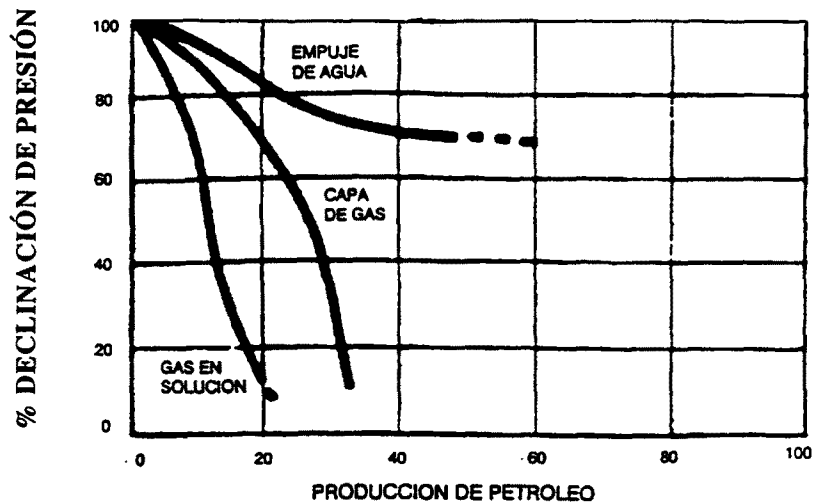
Tasa de producción limitada (continuación)

• Baja presión del yacimiento

Descripción El nivel de presión de un yacimiento está estrechamente relacionado con los mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Por ello, se debe tener un buen control de las mediciones de presión que permitan definir a tiempo el comportamiento de ésta, lo cual ayudaría a definir los mecanismos dominantes de la producción.

Cuando se ha definido la causa de la baja presión en el yacimiento, se debe buscar una solución que permita restituir ésta, por métodos de recuperación adicional, por estimulación o utilizando métodos artificiales de producción, tales como: levantamiento por gas, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombas electrosumergibles, etc.

Ilustración La figura muestra el comportamiento típico de varios mecanismos de producción :



• Daño de la formación

Descripción El daño de formación se puede describir como una disminución de la productividad o inyectividad de un pozo, por efecto de restricciones en la vecindad del pozo, en las perforaciones, en el yacimiento o en la comunicación de las fracturas con el pozo.

Tasa de producción limitada (continuación)

Indicadores de daño Cuando existe algún tipo de daño en un pozo, este debe ser determinado, así como el grado o magnitud del mismo, para dar una solución que corrija sus efectos.

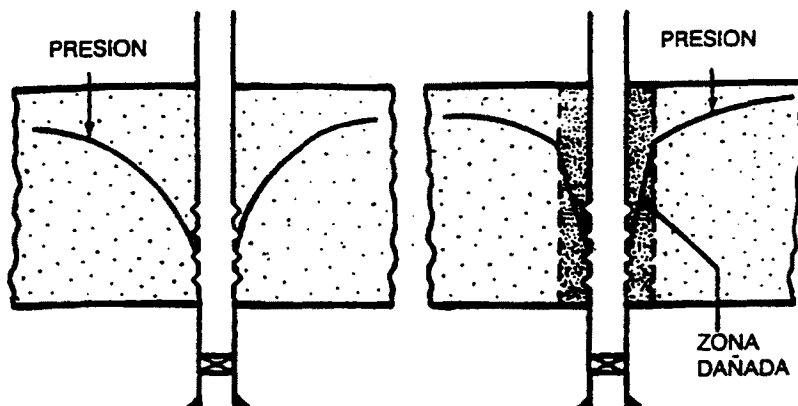
Los daños de formación son indicados por: pruebas de producción, pruebas de restauración y/o declinación de presión, y comparación con el comportamiento de producción del pozo o pozos vecinos; para esto debe considerar las completaciones previas, los trabajos de reparación y las operaciones de servicios que se hayan realizado.

Algunas situaciones A continuación se presentan algunas situaciones de daños a la formación:

- * Cuando existen varias zonas abiertas a producción a través de la misma completación, se requiere de un registro de producción que permita determinar las zonas permeables que están contribuyendo o no a la producción. Zonas de mayor permeabilidad (zonas con fracturas naturales o inducidas), pudieran estar taponadas.
- * Para diferenciar la declinación de producción, por efecto de taponamiento de la formación o por caída de presión en el yacimiento, se requiere de un estudio de yacimiento más detallado, ya que una comparación con los pozos vecinos podría no resultar suficiente, debido a que todos los pozos podrían estar en las mismas condiciones de daño.
- * Para un pozo sin aparente daño de formación con baja permeabilidad, existe una lenta estabilización de la presión, esto requiere de días o semanas para lograr estabilizarla.
- * Para un pozo con daño de formación y con alta permeabilidad de presión del yacimiento, podría estabilizar en poco tiempo, y el efecto del daño podría determinarse mediante pruebas de restauración o declinación de presión.

Tasa de producción limitada (continuación)

Ilustración La figura muestra la diferencia entre la caída de presión de un yacimiento con o sin daño :



- **Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción**

Descripción Cuando existe una baja en la productividad de un pozo, la primera opción es revisar el sistema de levantamiento artificial y, como segunda opción, verificar el posible taponamiento de la tubería, perforaciones o vecindad del pozo.

Causas El taponamiento puede ser causado por factores como: inadecuado empaque con grava, fracturamiento con arena, lodo, roca de formación, tubería de producción o revestidor colapsado, etc.

Recomendación Antes de cualquier trabajo en un pozo, se le debe hacer una revisión para determinar las restricciones que pueden existir, para ello se toman muestras de petróleo y agua para analizar las causas de las mismas y aplicar los correctivos necesarios.

- **Alta viscosidad del petróleo**

Descripción La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, por lo tanto, cuando se aumenta la viscosidad, disminuye aquélla.

Tasa de producción limitada (continuación)

Causa Es normal observar alta viscosidad de petróleo cuando se está produciendo un yacimiento bajo el mecanismo de empuje por gas en solución, ya que a medida que se libera gas, la viscosidad tiende a incrementarse. La solución para este tipo de problema puede ser el levantamiento artificial.

Si el problema de producción del pozo es por efecto de alta viscosidad debido a la presencia de una emulsión de agua en petróleo en la vecindad del pozo, la solución en este caso sería un tratamiento con surfactantes para romper o invertir la emulsión.

• Excesiva contrapresión sobre la formación

Descripción La excesiva contrapresión sobre la formación puede causar una apreciable reducción de la producción de petróleo o gas y, más aún, la inactividad del pozo.

Causa Este problema puede ser causado por: taponamiento de las perforaciones, reductores en fondo y en superficie, separadores gas-petróleo, taponamiento de líneas de flujo, tubería de producción o revestidor de baja medida, excesiva contra presión en la línea de flujo, en el sistema de flujo o separador gas-petróleo.

• Inadecuado sistema de levantamiento

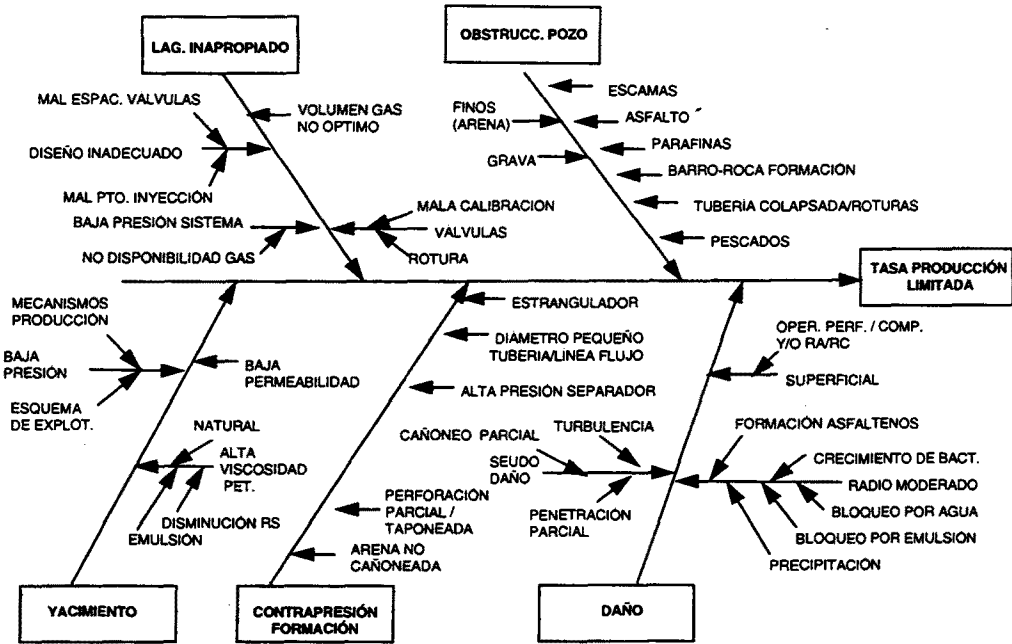
Descripción Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño inadecuado, un método inadecuado, o mal funcionamiento del equipo como causa de la declinación de producción.

Según el método que se esté aplicado (bombeo mecánico, levantamiento con gas o bombas electrosumergibles), se debe hacer el análisis del problema que está ocasionando la declinación de producción.

Tasa de producción limitada (continuación)

Diagrama

Se muestra un diagrama causa-efecto de la tasa de producción limitada :



Alta producción de agua

Causas

La alta producción de agua en pozos de petróleo o gas, puede ser causada por las siguientes razones:

1. Empuje natural del agua o influjo de agua debido al adedamiento o conificación de agua.
2. Fuentes extrañas de agua, lo que incluye: roturas del revestidor, fallas del equipo de completación o de la cementación primaria.
3. Fracturamiento o acidificación de zonas de agua adyacentes a la zona de petróleo.

Contacto agua-petróleo

Para yacimientos donde existe un empuje de agua, se podrían definir tres niveles o contactos agua-petróleo:

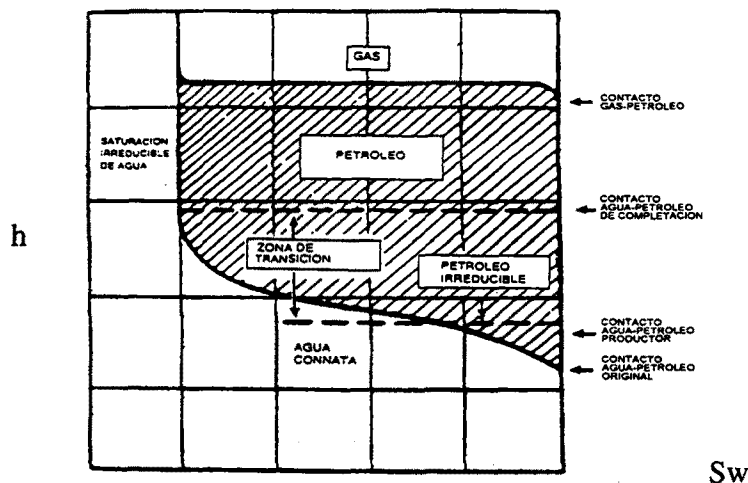
- * Contacto original agua-petróleo.
- * Contacto agua-petróleo productor.
- * Contacto agua-petróleo de completación.

Contacto	Definición
Original agua-petróleo	Se define como la profundidad bajo la cual no existe petróleo.
Agua-petróleo productor	Se refiere a la profundidad bajo la cual no existe petróleo producible. Para este nivel la saturación de agua avanza con producción.
Agua-petróleo de completación	Se define como la profundidad bajo la cual se encuentra la zona de transición o la zona donde la primera agua de producción aparece (Alta Saturación de Agua). Este nivel igualmente avanza con la producción del yacimiento.

Alta producción de agua (continuación)

Ilustración

La figura muestra la distribución de fluidos de un yacimiento de arena uniforme conteniendo agua connata, petróleo y capa de gas :



Adedamiento de agua

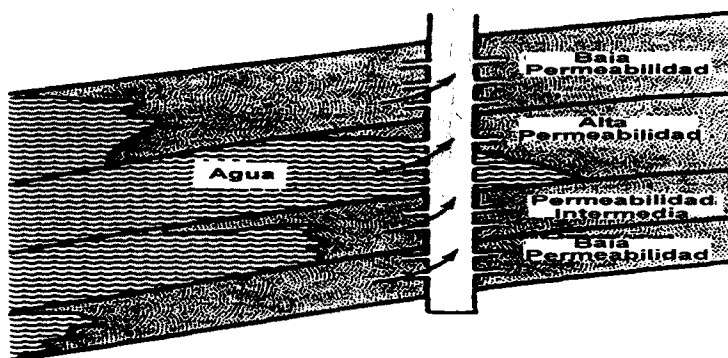
Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, presentándose algunos estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estos estratos o lentes más permeables, formando adedamientos.

Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de completaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de producción y hace menos costosa la operación de producción; pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo.

Otra manera de completación podría ser en forma sencilla en una zona, lo cual facilita el drenaje homogéneo de cada lente, pero con mayores costos de operación.

Ilustración

La figura muestra el empuje regular de agua en un yacimiento heterogéneo :



Alta producción de agua (continuación)

Conificación de agua

Otro problema que se presenta en yacimientos con acuíferos asociados, es la conificación de agua, la cual se define como el movimiento preferencialmente vertical del agua que ha entrado a la zona productora.

La conificación de agua no traspasa barreras de permeabilidad verticales, a menos que éstas sean rotas, bien sea por fracturas naturales o inducidas.

Estos problemas son más severos en yacimientos con buena permeabilidad vertical, por lo cual se debe mantener un buen control de las diferenciales de presión generadas en un pozo debido a las altas tasas de producción, ya que, cuando esto sucede, mejora la permeabilidad relativa al agua.

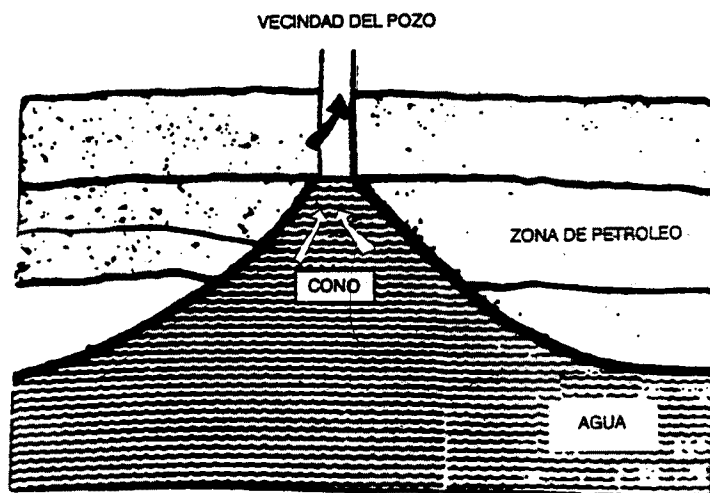
La evaluación de la conificación requiere un estudio del yacimiento que permita definir el avance del frente de agua-petróleo o gas-agua, para determinar la procedencia del agua.

La eliminación de un cono de agua requiere reducir la tasa de producción o del cierre temporal para aliviar por un tiempo la entrada de agua.

Otra causa de que exista entrada de agua al pozo, es por canalización o conificación vertical, por falta de adherencia del cemento al revestidor o la formación.

Una recompletación puede aliviar el problema si la conificación es por mala cementación o a través de fracturas verticales.

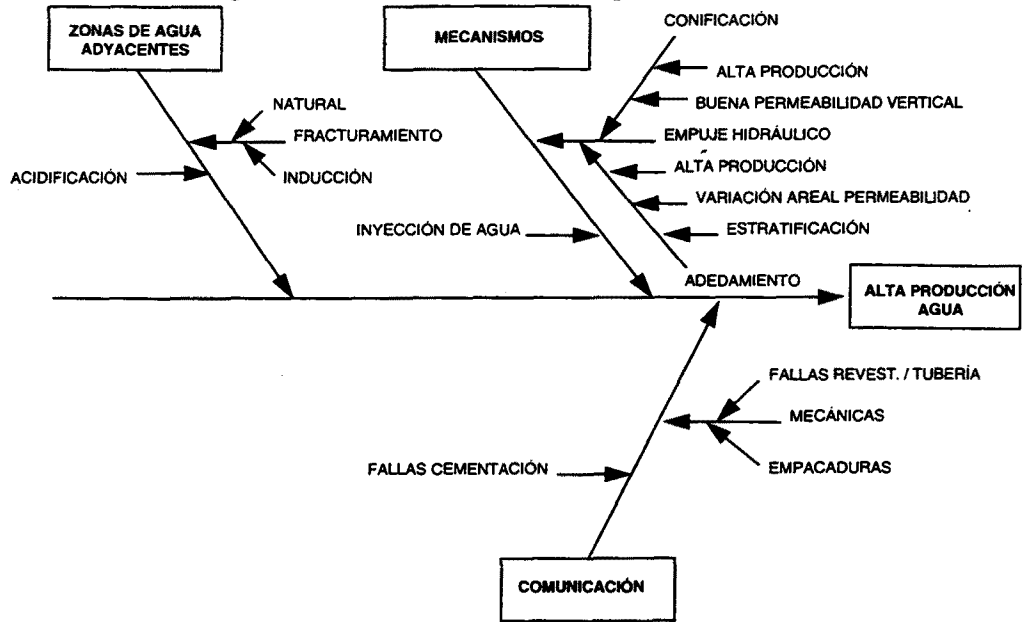
Ilustración La figura muestra la conificación de agua :



Alta producción de agua (continuación)

Diagrama

Se muestra un diagrama causa-efecto de la alta producción de agua :



Alta producción de gas

Fuentes

El comportamiento de la relación gas-petróleo típica, para cada mecanismo de producción, debe tomarse en cuenta en el análisis de pozos problemáticos.

Las principales fuentes de gas en pozos de petróleo son:

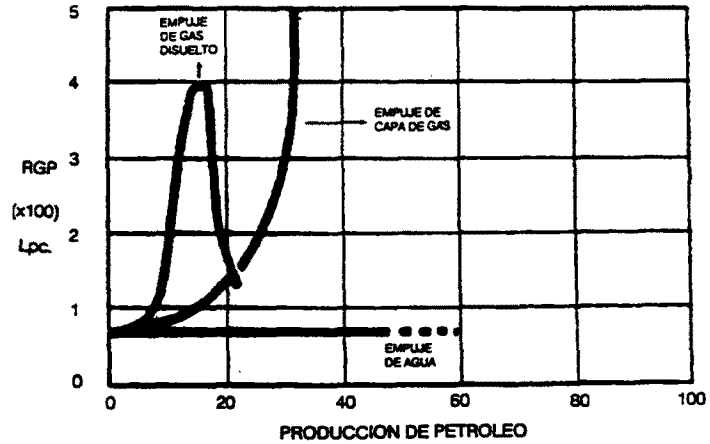
- Gas disuelto en el petróleo.
- Capas de gas primarias o secundarias.
- Flujo de gas de zona infra o suprayacentes.

Fuentes	Descripción
Gas disuelto en el petróleo	En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de petróleo y la declinación de presión del yacimiento. Cuando el gas en solución se libera, fluye y tiende a ser el fluido principal móvil en el yacimiento.
Capas de gas primarias o secundarias	Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento con capa de gas, cuando la presión del yacimiento declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse en los pozos.
Flujo de gas de zona infra o suprayacentes	<p>En yacimientos estratificados, también puede ocurrir barridos preferenciales del gas o adedamientos con altas caídas de presión. Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas.</p> <p>En yacimientos lenticulares el flujo de gas de zonas, por encima o por debajo de la zona de petróleo, puede ocurrir por: filtración del revestidor, falla del cemento, comunicación de fracturas con la zona de gas, acidificación de la zona de gas.</p>

Alta producción de gas (continuación)

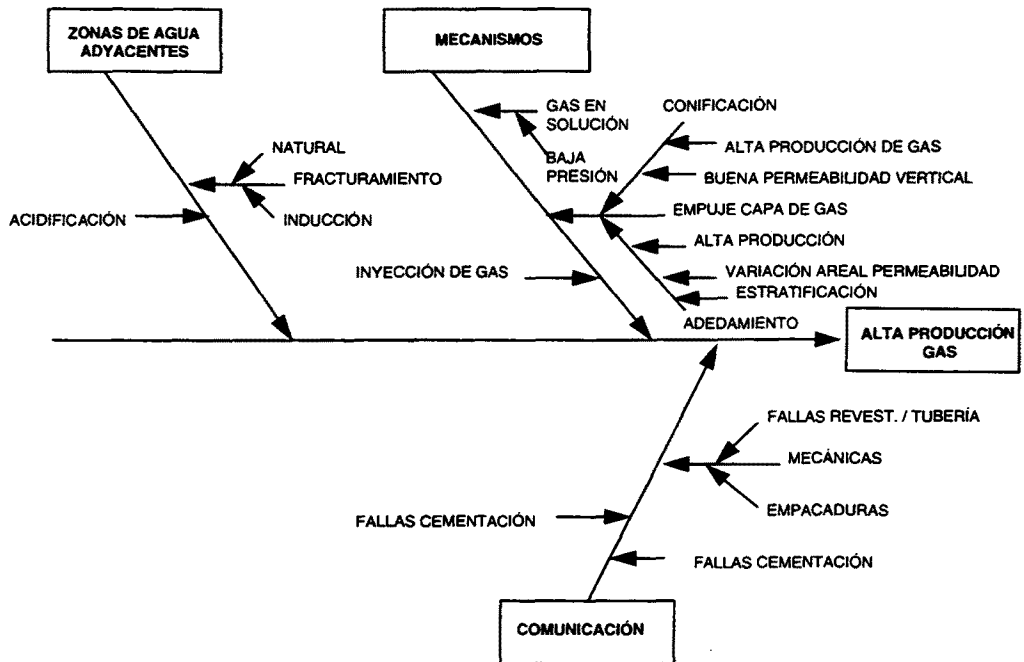
Ilustración

La figura muestra el comportamiento característico de la relación gas-petróleo para varios mecanismos de producción :



Diagrama

Se muestra un diagrama causa-efecto de la alta producción de gas :



Problemas mecánicos

Fallas

Un gran número de tipos de fallas mecánicas pueden causar pérdidas de producción y/o incremento en los costos de operaciones de un pozo. Algunas de las fallas más comunes son:

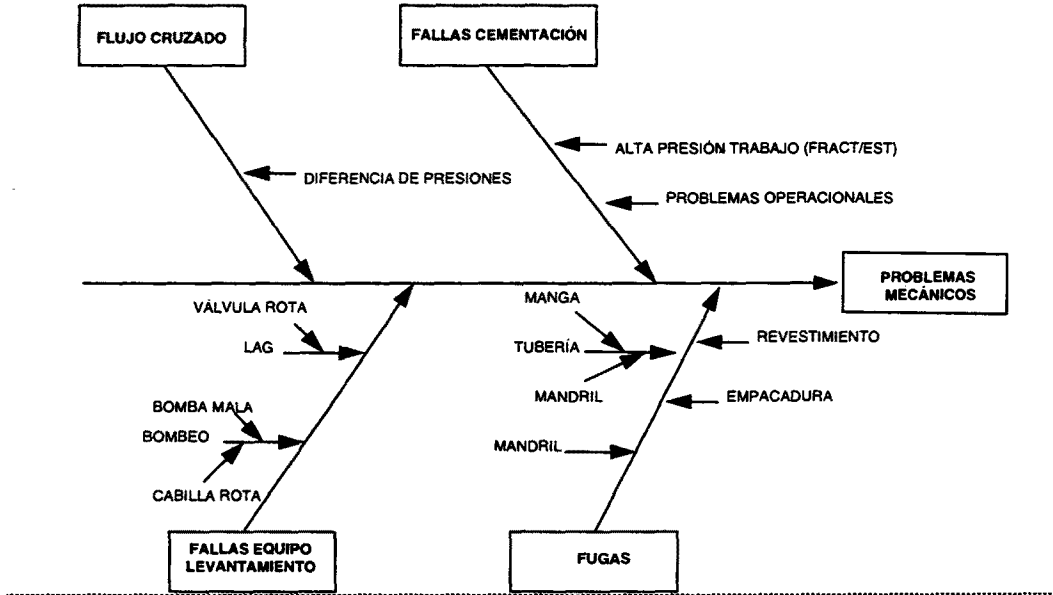
- Falla en la cementación primaria.
- Filtración del revestidor, tubería de producción y de empacaduras.
- Fallas del equipo de levantamiento artificial.
- Comunicación por completaciones múltiples.

Fallas	Descripción
Cementación primaria	Las fallas de la cementación entre revestidor-cemento-formación, son frecuentemente causadas por la aplicación de presiones de fractura durante trabajos de acidificación / estimulación.
Filtración del revestidor	Para la localización de filtración del revestidor los análisis de agua son de uso común para diferenciar si la producción del agua es por filtración o por empuje normal del agua de formación. Los registros de temperatura y otros registros de producción son útiles para este fin.
Equipo de levantamiento artificial	Se deben a malos asentamientos o averías de las válvulas.
Comunicación por completaciones múltiples	Debido a completaciones de múltiples zonas, pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empacaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

Problemas mecánicos (continuación)

Diagrama

Se muestra un diagrama causa-efecto de los problemas mecánicos :



Tipos de reparación-generación de potencial

Tipos

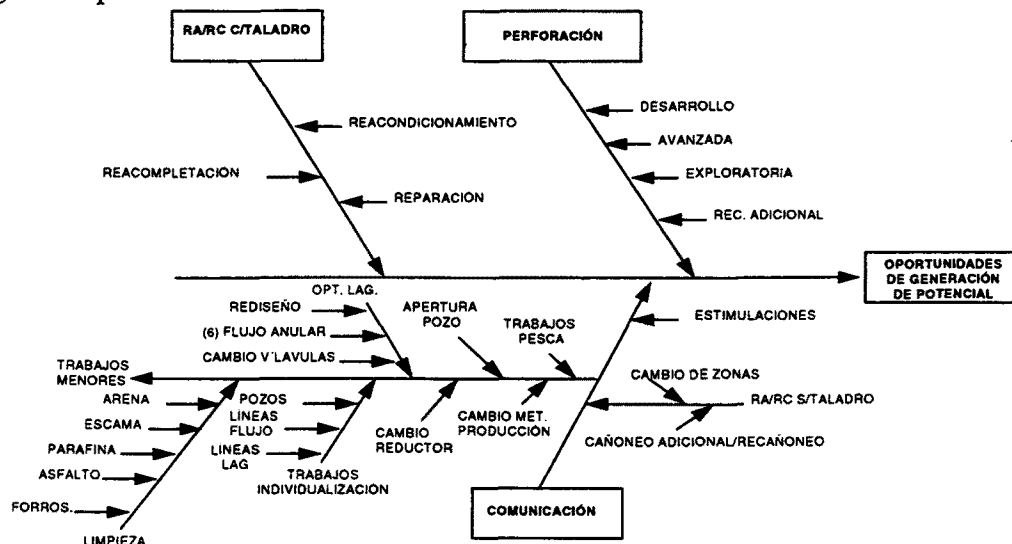
Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones:

- Menores.
- Mayores.

Tipos	Descripción
Menores	<p>Su objetivo principal es trabajar el pozo, sin sacar la tubería de producción.</p> <p>En este tipo de reparación se pueden incluir trabajos como: estimulaciones, cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambios del método de producción, cambio de reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, etc.), limpieza, optimizar el LAG.</p>
Mayores	<p>Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas.</p>

Diagrama

Se muestra un diagrama en forma esquemática de la causa de cada uno de estos trabajos. También se observa la perforación de pozos, de desarrollo, de avanzada o exploratoria, y la recuperación adicional, como oportunidad de generar potencial :



Evaluación de la reparación

Tipos

Existen dos formas de evaluar la reparación de un pozo:

- Evaluación financiera.
 - Análisis de los resultados.
-

- **Evaluación financiera**

Descripción Debe hacerse previo a la reparación, por ello se tiene como base los pronósticos de producción generados por el análisis del pozo y la información financiera relacionada con inversiones, impuestos, costos, inflación, vida útil, etc.

La toma de decisión relacionada con la ejecución de un proyecto, perforación o reparación de un pozo, está sujeta a las expectativas de rentabilidad que se esperan del mismo.

La herramienta utilizada para determinar dicho indicador es la evaluación económica, mediante la cual se introduce la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, inflación, vida útil del proyecto, factores de descuentos, precios, etc. y se obtiene el balance requerido para comparar opciones, alternativas y casos que permiten la decisión final.

Además de la rentabilidad, existen otros parámetros como el valor presente, el tiempo de pago, etc. que permiten reforzar la comparación haciendo más objetiva y confiable la toma de decisión.

En algunos casos la evaluación económica no es suficiente por sí sola para decidir, éste es el caso de proyectos que son de utilidad pública o necesidad operacional, en los que la decisión debe obedecer a otro tipo de objetivo, o directriz, diferente al beneficio económico.

- **Análisis de los resultados**

Descripción El análisis de los resultados de una reparación queda sujeto al hecho de si se efectuó la reparación de acuerdo con lo planificado. De otra forma, se deben estudiar las causas que impidieron obtener los resultados pronosticados.

Evaluación de la reparación (continuación)

Acciones Entre las acciones que permiten estudiar el pozo, se pueden señalar:

- * Identificación del problema.
- * Problemas operacionales o mecánicos.

Identificación del problema Este tipo de causa estriba en tener una buena identificación del problema existente en un pozo y que se quiere solucionar o mitigar con la reparación del mismo.

Una manera de diagnosticar este tipo de problema, es manteniendo control de los comportamientos de producción/presión, antes y después de la reparación. También es recomendable realizar pruebas de producción, presión, temperatura, antes y después de cada trabajo.

Entre los gráficos de control para este tipo de evaluación, se deben mantener: curvas de declinación, curvas de índice de productividad, estudios de presión de fondo, registros de producción (registros de flujo, temperatura), etc.

Desde el punto de vista del yacimiento, se debe mantener control sobre la continuidad de arena, posibles arenas productoras de agua y/o gas, avance de los frentes de fluidos, zonas de baja calidad de arena, zonas de baja o alta presión, zonas productoras de arena, productoras de asfáltenos, etc.

Con respecto al método de producción, se debe mantener control sobre el diseño del mismo, condiciones de producción del pozo (nivel de fluido, presión fluyente, % A y S, RGP, etc.), así como del equipo de producción existente.

Evaluación de la reparación (continuación)

Problemas operacionales o mecánicos

Los problemas operacionales o mecánicos son originados en el pozo durante la reparación y completación del mismo, debido a las diferentes condiciones a las cuales es sometido.

Entre los que pueden presentarse durante la reparación, se tienen: pescados dejados durante la reparación o completación, fugas a través del revestidor, tubería de producción, empacaduras, mandriles, camisas de producción, fallas de la cementación y fallas del equipo de producción.

Durante la ejecución de un trabajo de reparación en un pozo, se utilizan, para el control del mismo, los lodos que son preparados de acuerdo con las condiciones de presión de las arenas abiertas. Esto ocasiona, muchas veces, al exceder el peso del lodo, que se generen altos diferenciales de presión en contra de la formación, con el consiguiente daño de la misma.

Otras causas que generan la baja productividad de producción del fluido indeseado (agua/gas) y que pueden considerarse como del tipo operacional o mecánicos, son: cañoneo parcial, poca penetración del cañoneo, cañoneo fuera de sitio, mal diseño del equipo de producción, restricciones de tubería, etc.

Referencias Bibliográficas

Textos

Althouse, W.S. Jr. and Fisher H. H. Selection of a multiple completion Hook-up, J.P.T. 1958.

Cedeño Rafael, Bouroumean Patrick, Loero Luis, Santana Emilio. Notas sobre completación de pozos profundos. Corpoven S. A. 1990.

Loero Luis, Santana Emilio. "Sistema para el cálculo de movimientos, fuerzas y esfuerzo en tuberías de pozos verticales de petróleo y/o gas". Corpoven S. A. Gerencia de Ingeniería de Petróleo. 1989.

Manuales

Manual de procedimientos de perforación: "Operaciones Rehabilitación", Tomo I, Sección F PDVSA.

Manual de "Completación de pozos". Usado para el curso de completación de pozos UCV. 1990.

Primera versión del Manual CIED. "Completación y reacondicionamiento de pozos".

Manual de Operaciones. "Guaya Fina y Ameradas. Guaolca, 1989.

Folletos

Petroleum Transactions Hepring. Serie No. 5. "Well completions". 1970.

API; Wireline operations and procedures, Second Edition, 1983.
