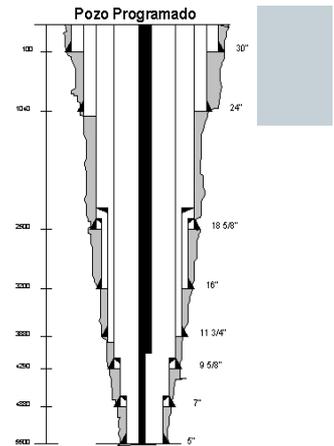


# TERMINACION DE POZOS



## INTRODUCCION

Después de la conclusión del trabajo de perforación, prosigue la cementación de la cañería de producción

## COMPLETACION

Es el conjunto de operaciones ejecutadas desde el momento en que se baja la cañería de producción

### Operaciones principales:

Reperforación del Cemento

Cambio del fluido

Registros eléctricos (CBL, GR-CCL)

Baleos de cañería (zona de interés)

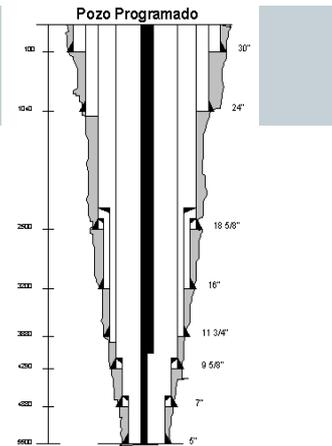
Pruebas de Evaluación,

Empaque de grava en OH ó en cañería

Bajado de arreglo final de producción.

Instalación del arbolito de producción.

# TERMINACION DE POZOS



## Definición de Terminación (Completación)



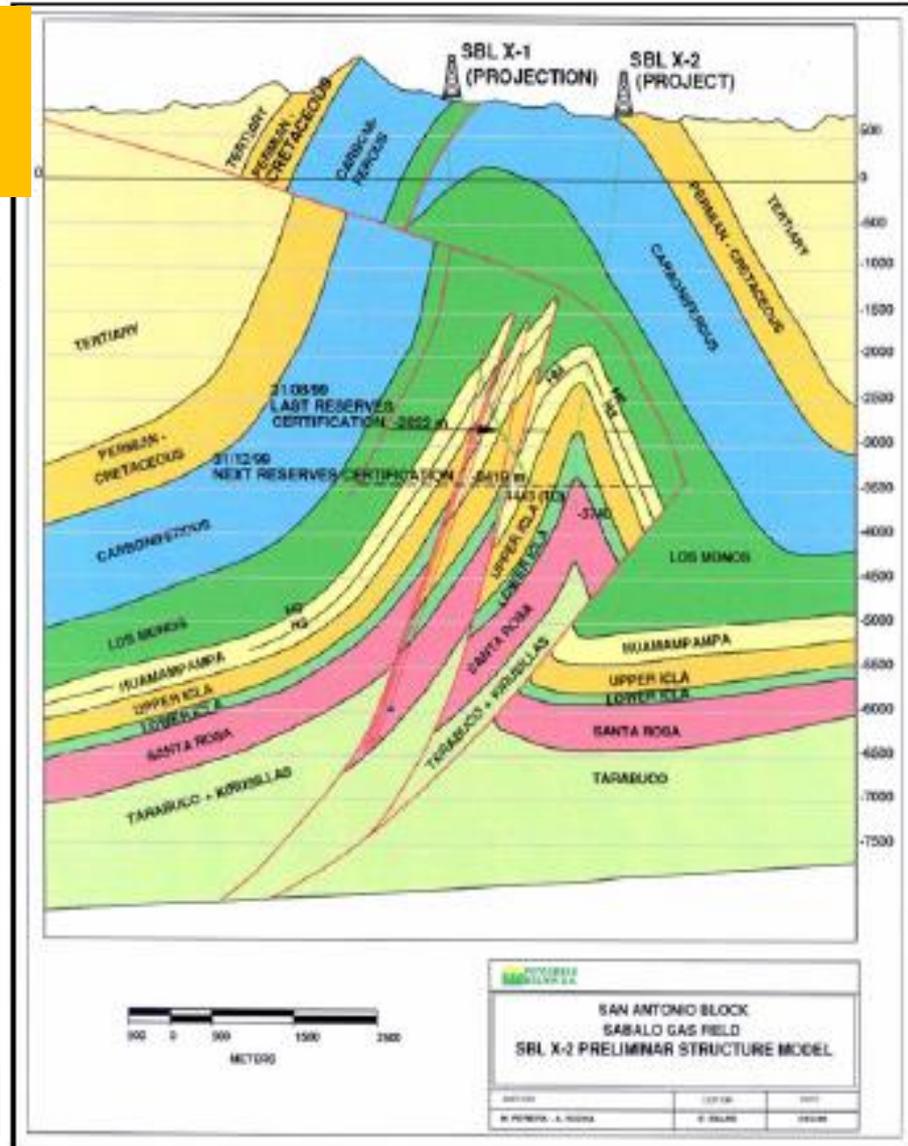
Se definen como las actividades que se efectúan, posterior a la perforación del hoyo principal, hasta que se coloca el pozo en producción.

ESTRATIGRAFIA	LITOLO
Escarpment	GIA Arenas no consolidadas
Taiquati	Intercalaciones de arcillas
Tarija	Diamictita y arcillas
Tupambi	Arcillas
Iquiri	Lutitas con arcillas
Carbonifero	arenas micáceas
Iquiri	Lutitas con intercalaciones de arenas
Los Monos	Arenas con intercalaciones de Lutitas
Huamampampa	Lutitas limosas
Huamampampa	Lutitas limosas
Los Monos	Lutitas limosas
Huamampampa	Areniscas

# TERMINACION DE POZOS

## FACTORES QUE DETERMINAN EL DISEÑO DE LA TERMINACIÓN DE POZOS

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.



# TERMINACION DE POZOS

## CRITERIOS DE DISEÑO



- Los criterios de diseño de las terminaciones dependen de:
  - Técnicas de producción (productividad del pozo).
  - Posibilidades de reparación futuras (problemas mecánicos de fondo y otros).
- El mejor diseño proveerá la operación mas rentable de un pozo de petróleo o gas a lo largo de su vida útil.
- Un diseño deficiente llevara a elevados costos operativos, abandono prematuro, y reservas no recuperadas.

# TERMINACION DE POZOS

## MÉTODOS



- **Hay tres métodos básicos para terminar un pozo:**
  - Pozo abierto.
  - Entubado y baleado.
  - Con empaque de grava en OH ó CH

# TERMINACION DE POZOS

## POZO ABIERTO.

- Que consiste en instalar y cementar la cañería de revestimiento encima del nivel superior de la zona productora dejando libre a la formación para que fluya a través de la cañería ó tubería de producción.
- Usado en yacimientos de formaciones duras y compactas con buenas acumulaciones de reservas de hidrocarburos líquidos donde no se va a presentar problemas de producción de arenas.

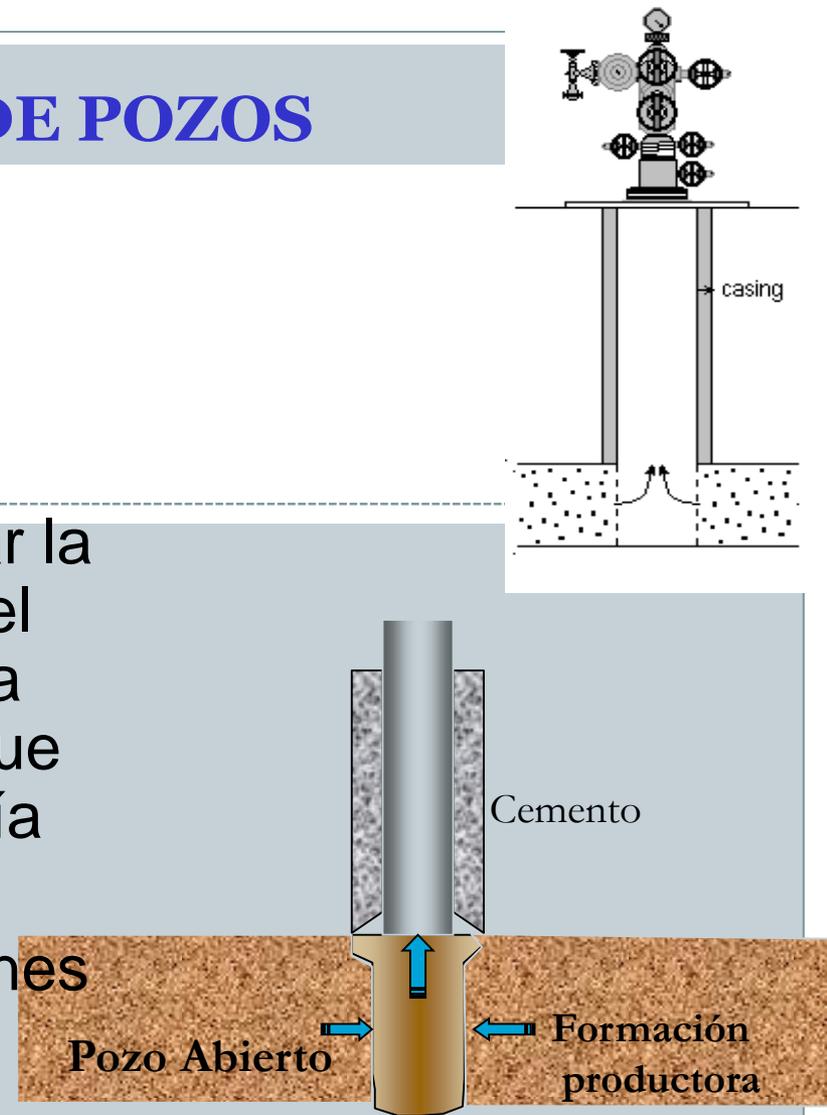
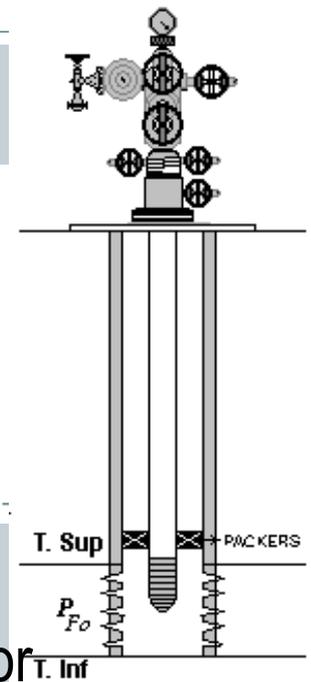


Fig. 1: Terminación a pozo abierto

# TERMINACION DE POZOS

## POZO ENTUBADO Y BALEADO.



- Este es el método de terminación convencional, que consiste en alcanzar con la cañería de revestimiento hasta el tope inferior de la arena productora donde descansa el zapato de la cañería.
- Una vez cementada la cañería de revestimiento se procede a al baleo y controlando estrictamente el equilibrio de presiones para tener en todo momento que  $P_H = P_{Fo}$ .
- Luego proceder a la instalación de la tubería de producción.
- Este es el tipo de terminación recomendada en todo tipo de pozos y su ventaja radica en el hecho de que se mantiene durante todo el trabajo de producción del pozo las presiones controladas.

# TERMINACION DE POZOS

## POZO ENTUBADO Y BALEADO.

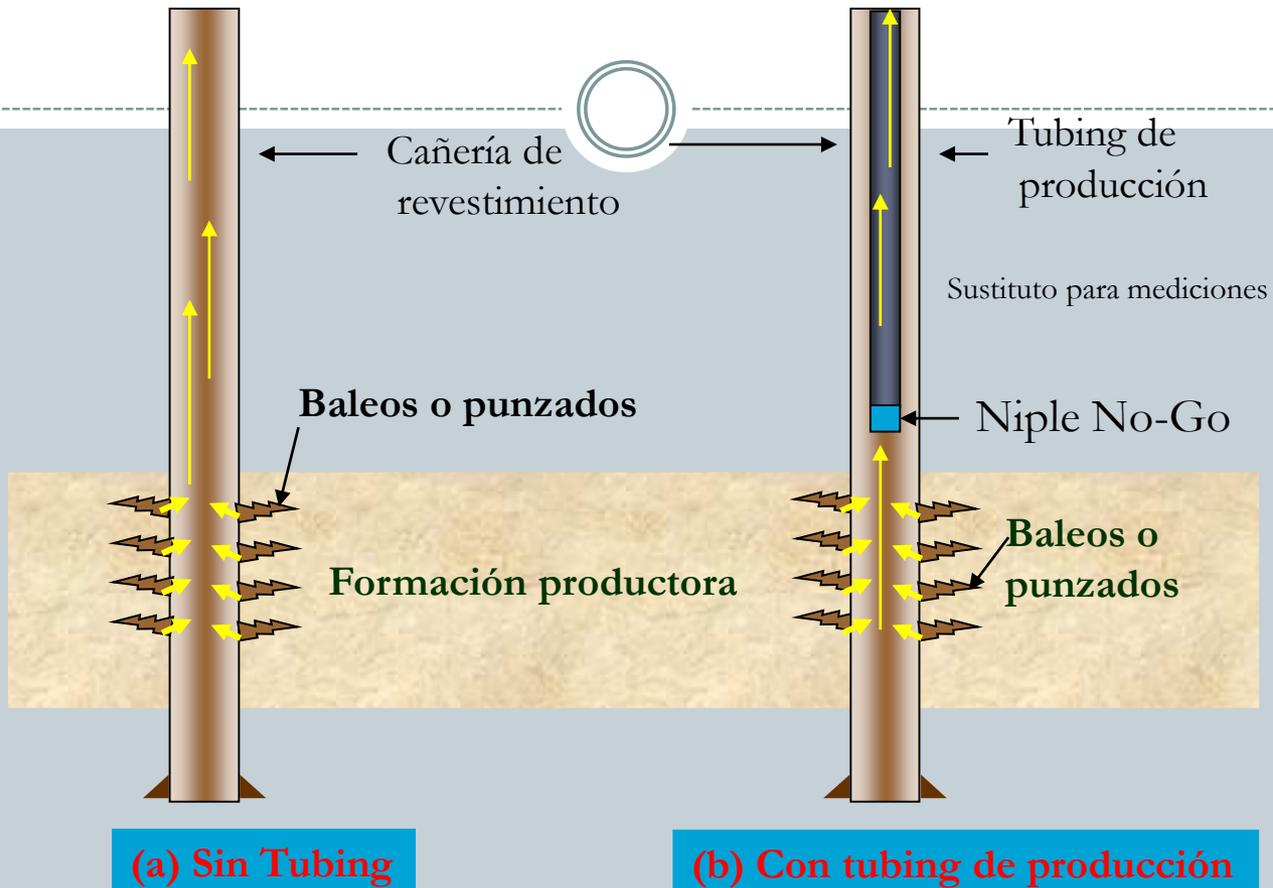
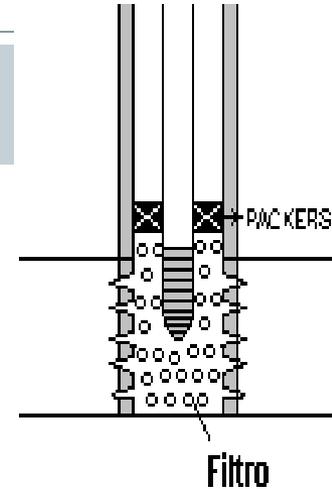


Fig. 2: Terminación con entubación y baleo

# TERMINACION DE POZOS

## TERMINACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA.



- Que se utiliza en pozos cuyas niveles productores son estructuralmente débiles, que ofrecen poca resistencia a la fuerza originada por los fluidos que arrastran arena desde el interior de la formación al fondo de pozo, taponando los baleos y los componentes del arreglo de fondo como los filtros y las válvulas, con la consiguiente obstrucción final del flujo de la mezcla de hidrocarburos.
- Para evitar este problema el método de control consiste en colocar empaques de grava en el fondo de pozo utilizando una granulometría determinada mezclando arenas, por ejemplo con resinas para formar una pared permeable artificial con porosidad adecuada para no obstruir el flujo de los fluidos.

# TERMINACION DE POZOS

## TERMINACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA.

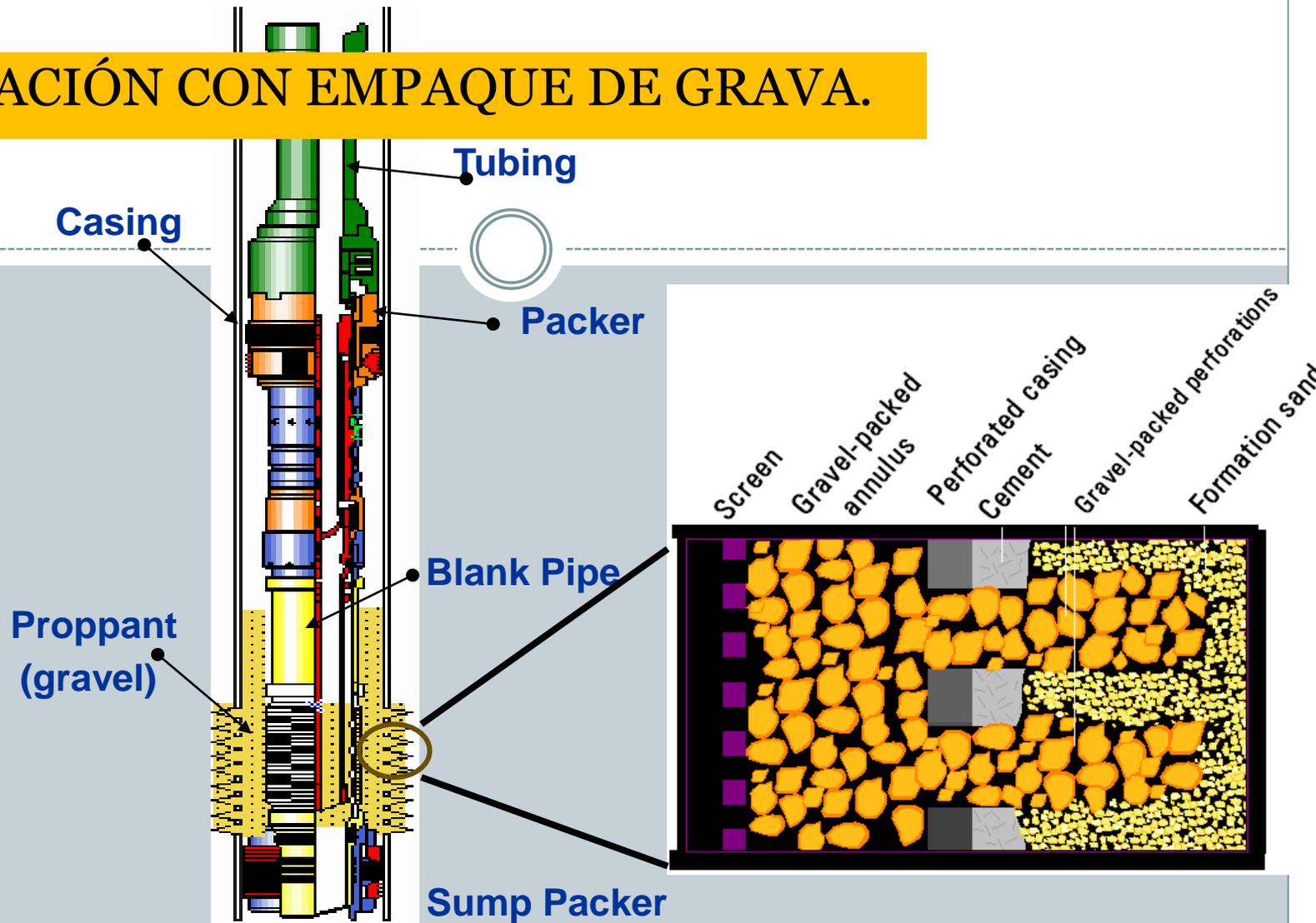


Fig. 3: Terminación con empaque de grava

# Filtros de Malla Metalica

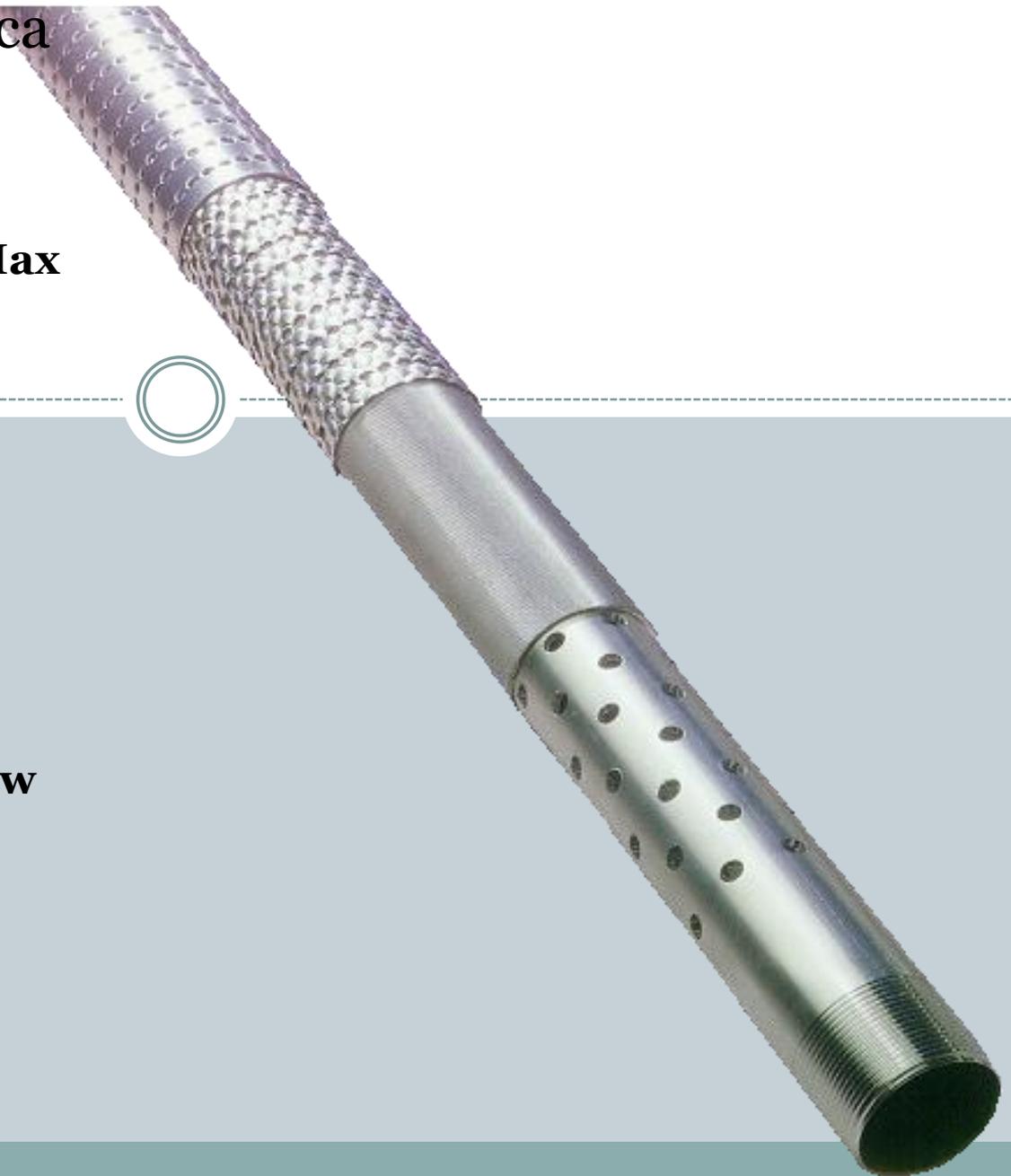
## ☞ **HES PoroPlus™/PoroMax**

- Tubo interior perforado
- Malla de alambre tejido
- Capa de Drenaje
- Camisa externa perforada

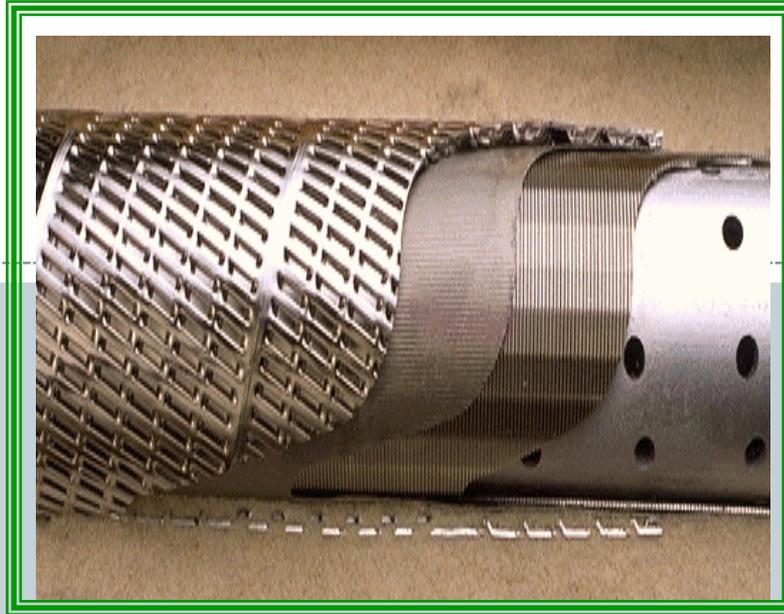
## ☞ **Baker Excluder**

## ☞ **BJ Stratapac**

## ☞ **Schlumberger ExcelFlow**

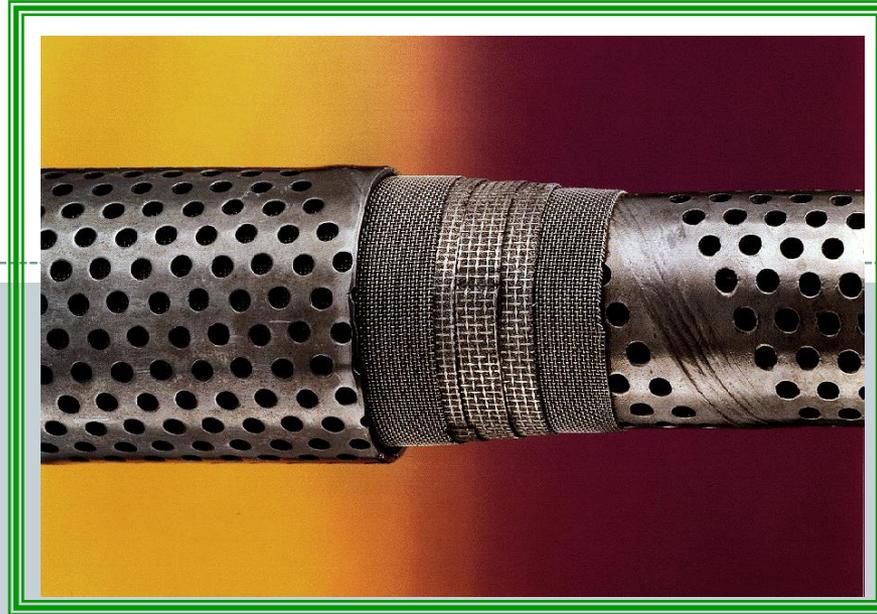


# *Excluder (Baker)*



- ☞ Dos mallas internas: una soldada al tubo base y otra tipo membrana que envuelve a la anterior
- ☞ Área de flujo aproximado de 30%
- ☞ La camisa externa protege contra la erosión.

# *Stratapack (BJ)*

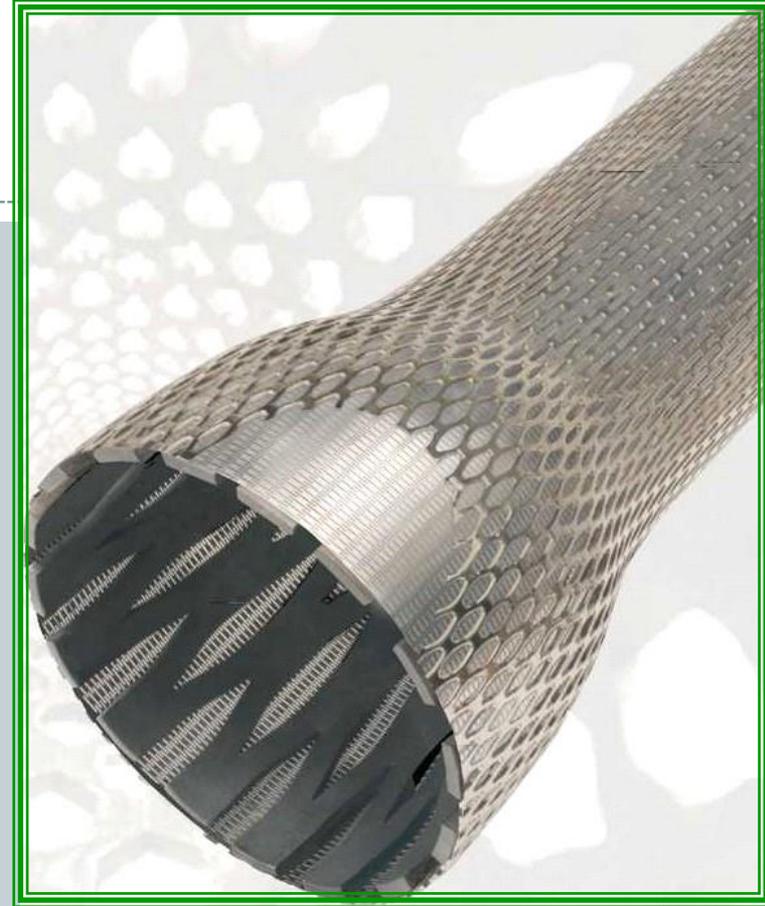


- ☞ Posee 4 membranas aglomeradas, envueltas por 2 mallas
- ☞ Gran área de flujo (30%)
- ☞ Buena resistencia a daño mecánico y taponamiento.

# *Filtros Expandibles*

## Weatherford

- Tubo base ranurado
- 4 membranas filtrantes superpuestas
- Mandril de expansion / Cono de expansion



# TERMINACION DE POZOS

## FLUIDOS DE TERMINACIÓN.

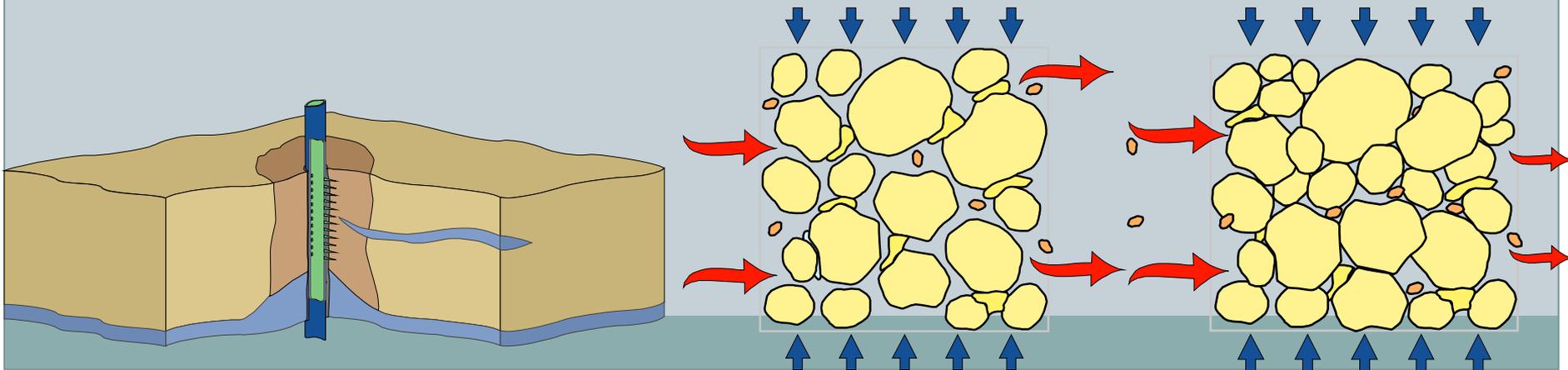


- Los fluidos de terminación o reparación de pozos son aquellos que entran en contacto con la formación productiva durante el ahogo, la limpieza, el taponamiento de fondo, la estimulación o el baleo (punzado).
- El contacto de los fluidos de intervención con la formación será una fuente primaria de daño por influjo (contrapresión). Este contacto fluido/pozo no puede ser evitado. Por tal motivo el Supervisor de campo debe elegir fluidos que minimicen la posibilidad de daño. (se debe elegir fluidos que sean compatibles con la formación)

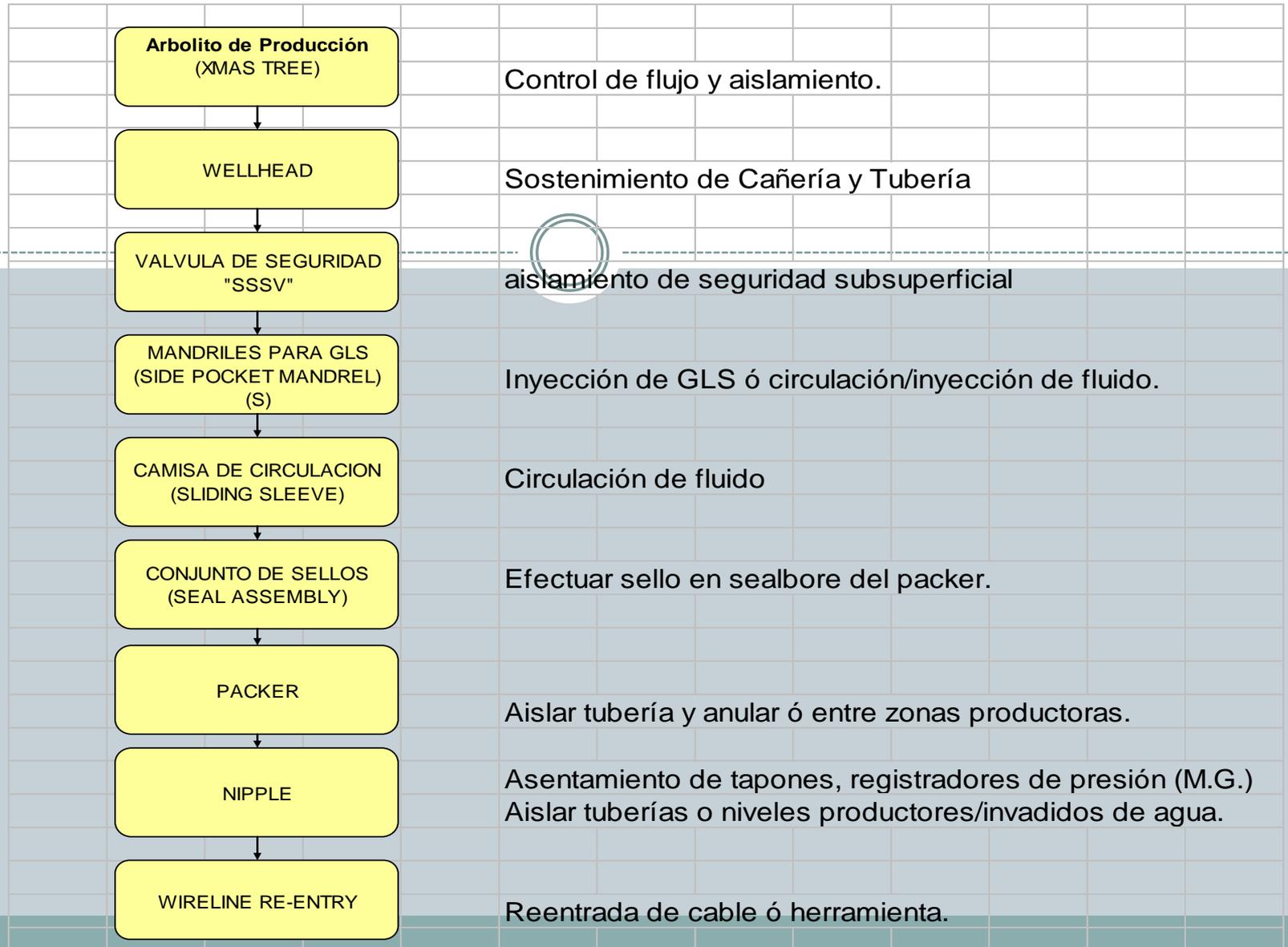
# TERMINACION DE POZOS

## FLUIDOS DE TERMINACIÓN.

Un fluido de intervención sucio puede reducir la permeabilidad taponando los canales de flujo. Aun los fluidos relativamente limpios pueden provocar daño de formación por inyección de micropartículas.



# ESQUEMA DE POZO

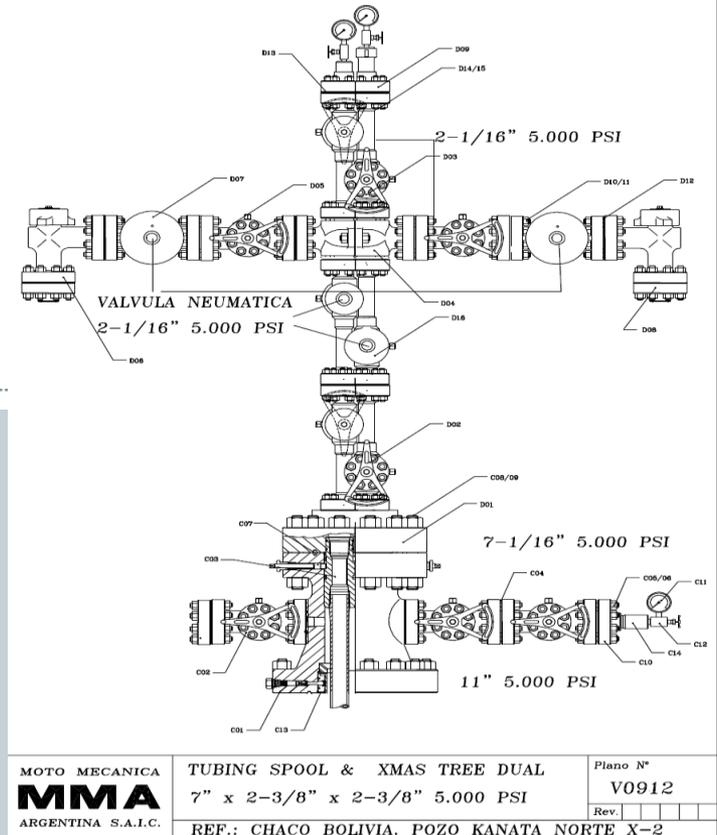
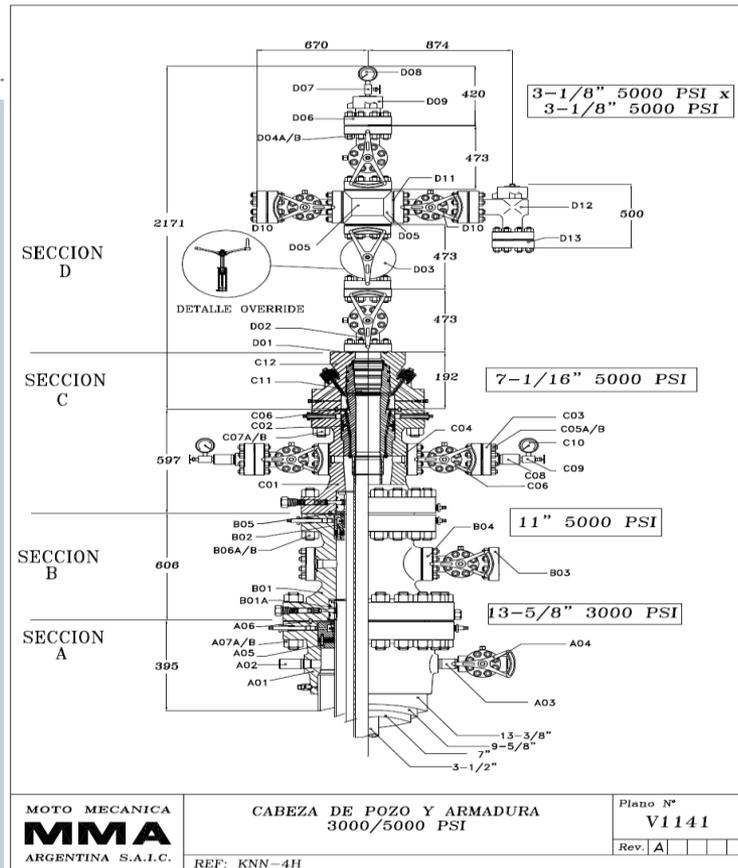


# Arbolito de producción

Es un conjunto de válvulas, bridas, carretes y conexiones.

Función:

- Control del flujo de fluidos del pozo.
- Control de acceso con wireline, C.T. .



## Wellhead

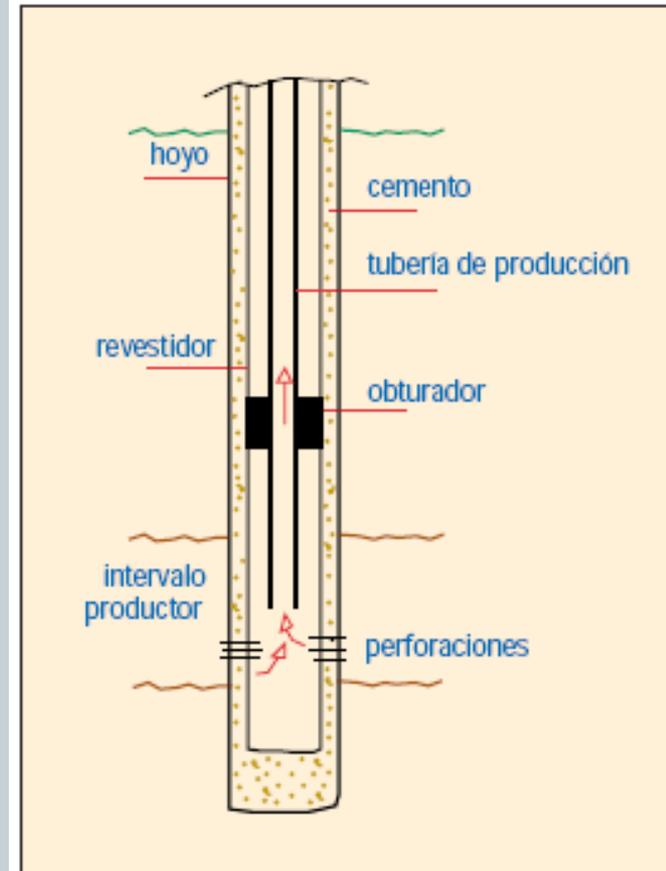
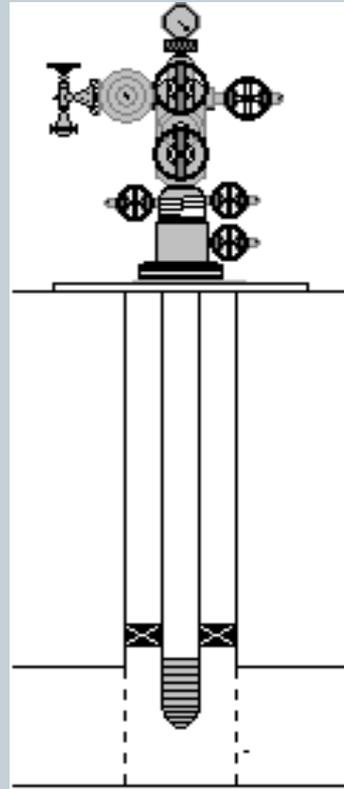
- Elevación de tubulares
- acceso al espacio Anular.
  - Instalación de BOP's / y arbolito de producción.

2.1/16", 2.9/16", 3.1/8"

# Tipos de Terminaciones

## Configuración Terminación Simple

Se aplica en pozos con un solo nivel productor donde se instala una sola columna de tubería de producción, con un packer para terminación simple y un árbol de navidad para terminación simple que puede ser de baja, mediana y alta presión. Las terminaciones simples pueden ser instaladas en pozos petrolíferos y pozos gasíferos.



*Terminación Simple básica, Pozo Vertical.*

# Tipos de Terminaciones

## Configuración Terminación Simple

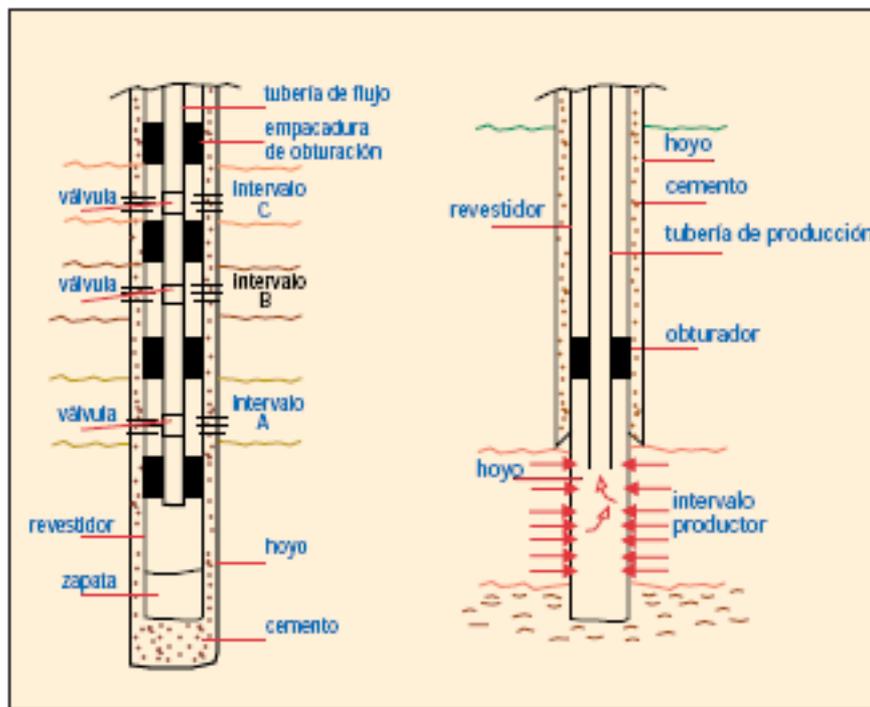


Fig. 4-3. Terminación sencilla de opción múltiple selectiva.

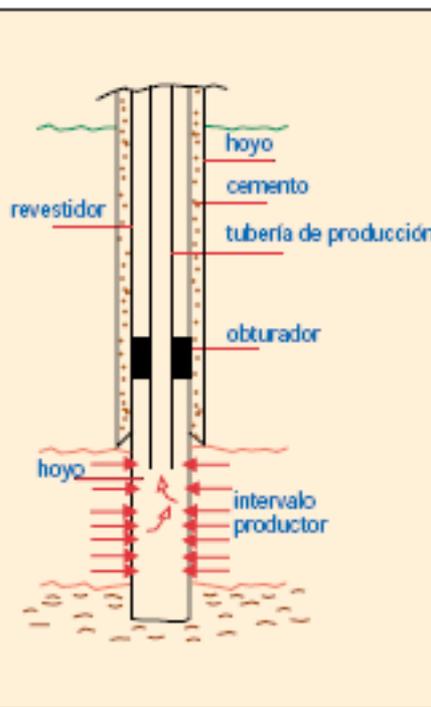


Fig. 4-4. Terminación sencilla en hoyo desnudo.

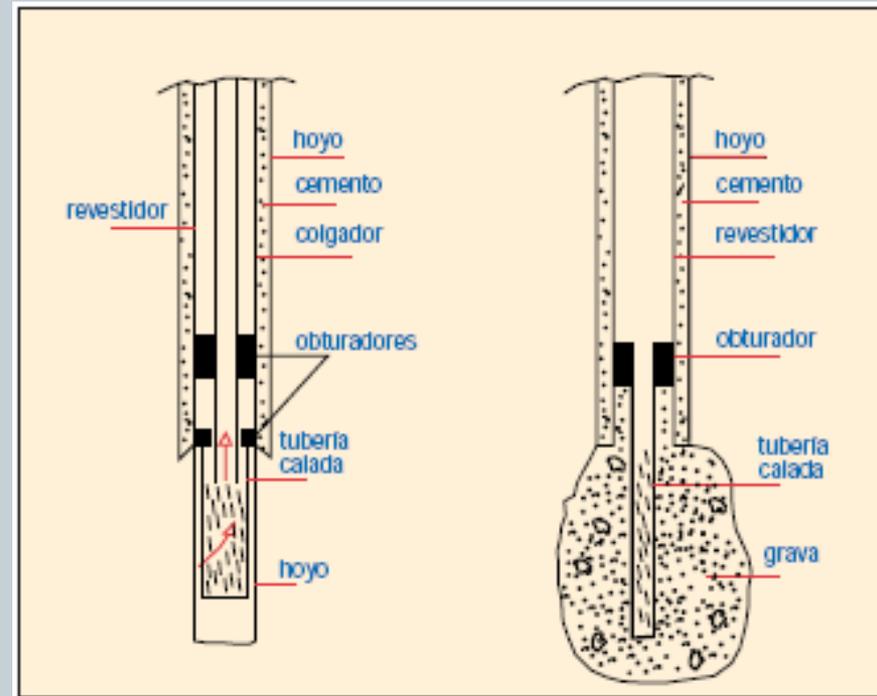


Fig. 4-5. Terminación sencilla con tubería calada.

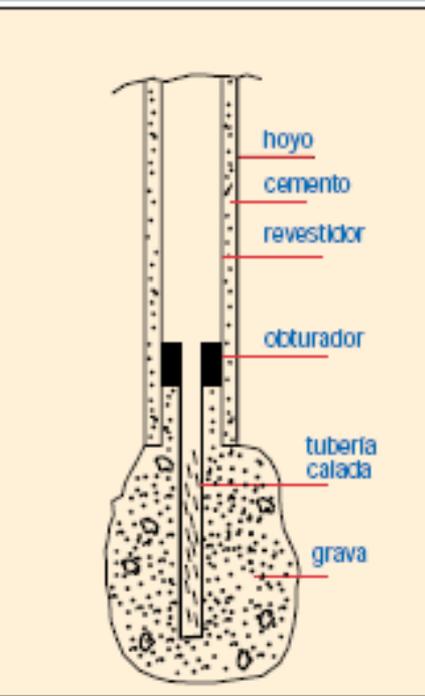
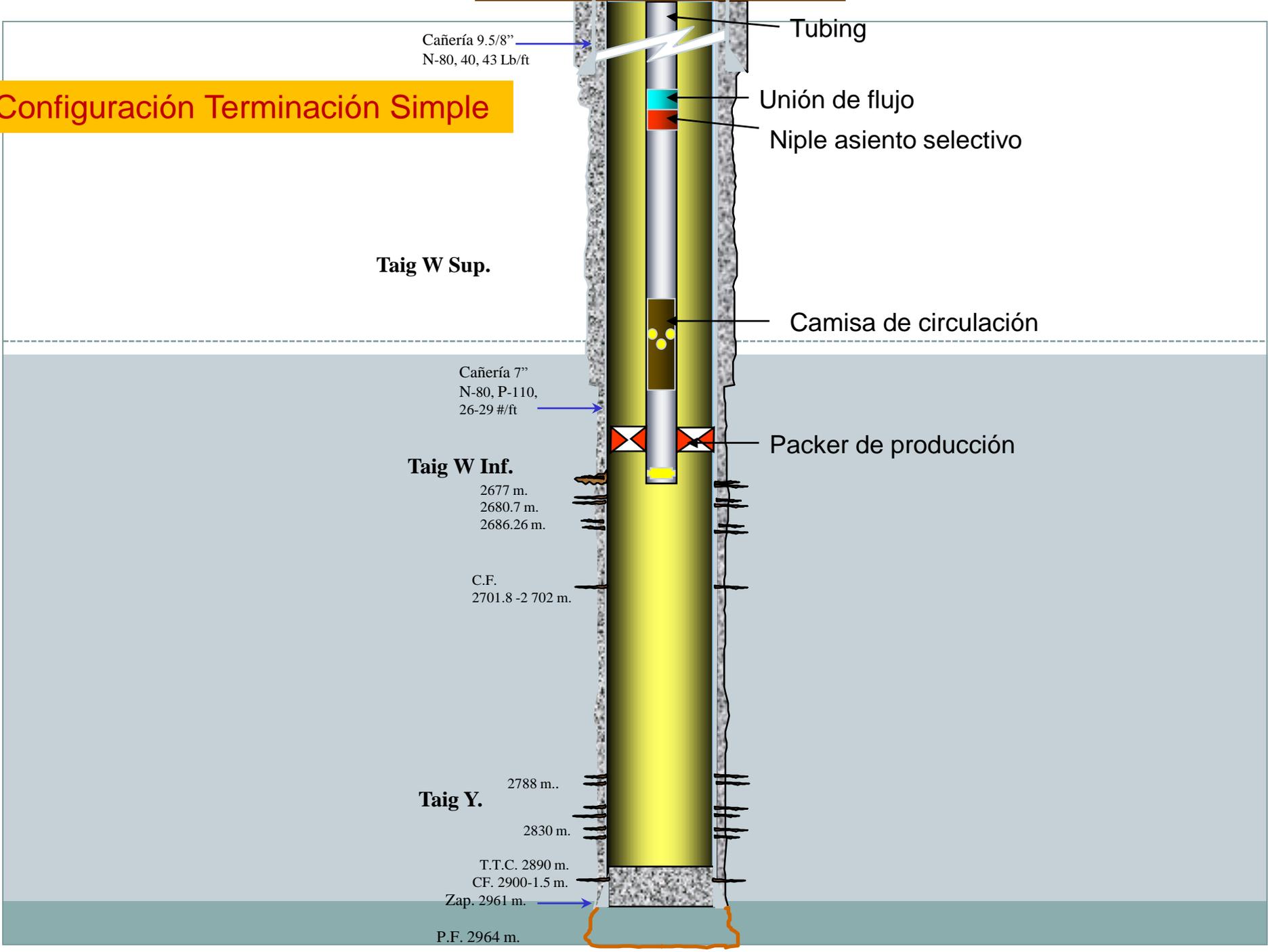


Fig. 4-6. Terminación sencilla y empaque con grava.

# Configuración Terminación Simple



# Tipos de Terminaciones

## Configuración Terminación Doble

Las terminaciones dobles se dividen en:

- Instalación de dos sartas de tubería paralelas
- Terminación doble con una sola sarta de producción
- Terminación doble con la instalación de tuberías concéntricas

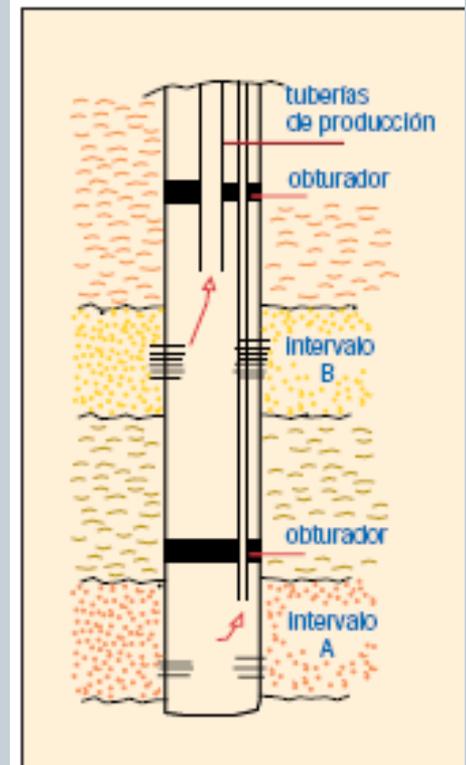
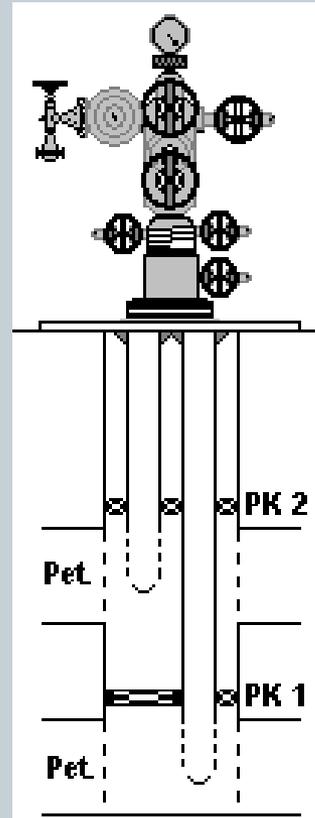
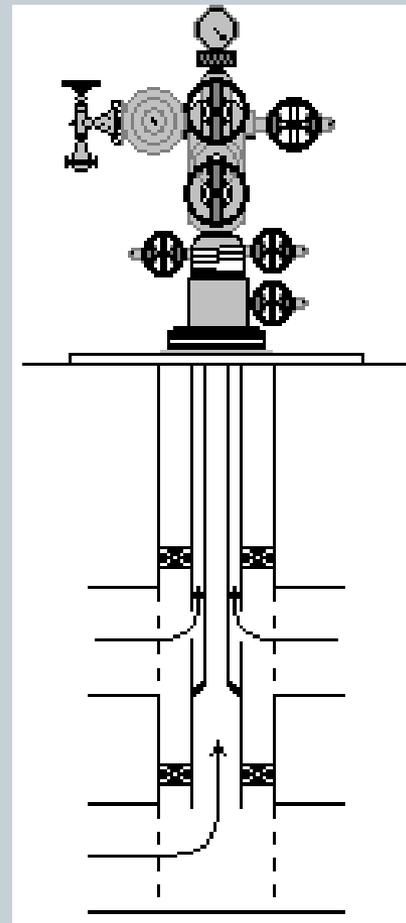
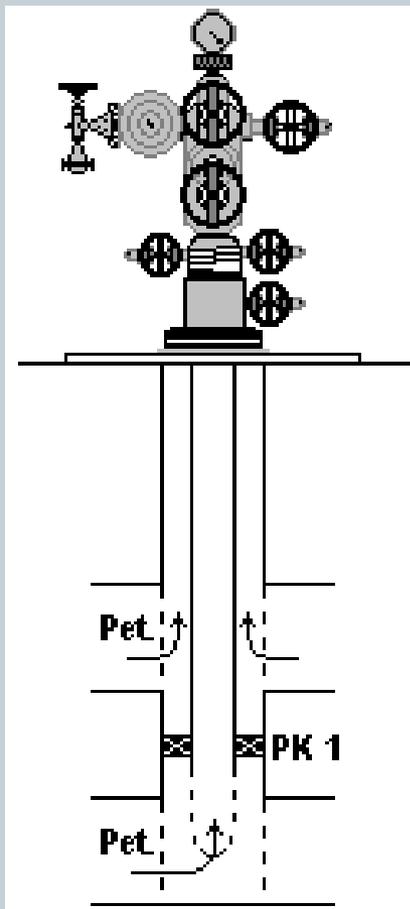


Fig. 4-9. Terminación vertical doble con dos tuberías.

Terminación de dos sartas de tuberías paralelas.

# Tipos de Terminaciones

## Configuración Terminación Doble



*Terminación doble con una sola sarta de producción*

*Terminación doble con la instalación de tuberías concéntricas*

# CONFIGURACIONES

Cañería 9.5/8"  
N-80, 40, 43 Lb/ft

Taig W Sup.

2226.7 m.  
2631 m.

Cañería 7"  
N-80, P-110,  
26-29 #/ft

Taig W Inf.

2677 m.  
2680.7 m.  
2686.26 m.

C.F.  
2701.8 - 2 702 m.

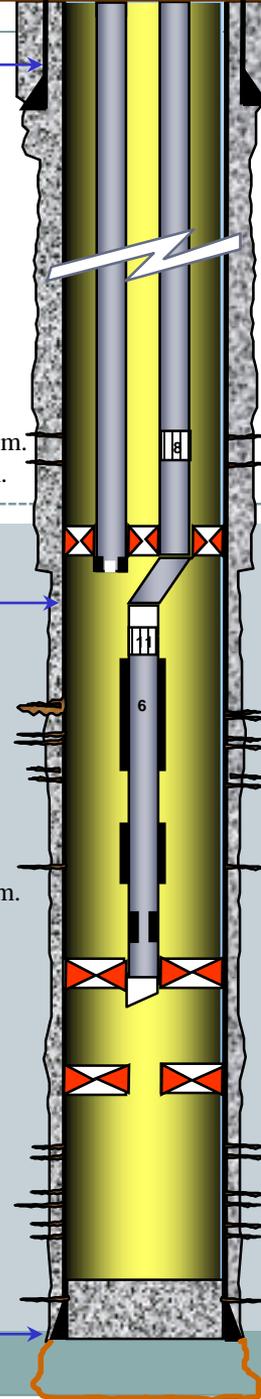
Taig Y.

2788 m..  
2830 m.

T.T.C. 2890 m.  
C.F. 2900-1.5 m.

Zap. 2961 m.

P.F. 2964 m.

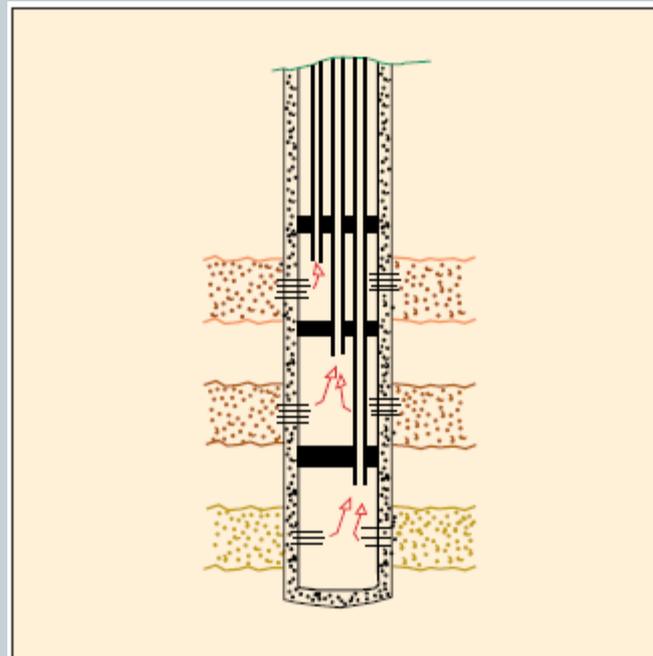
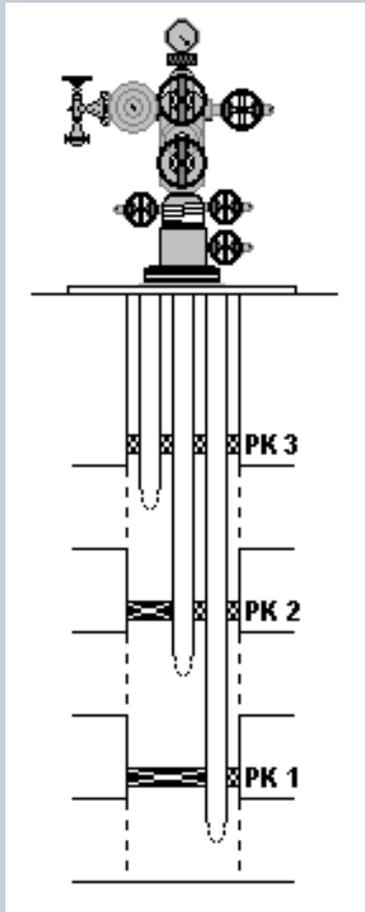


N°	ACCESORIOS LINEA LARGA	Prof (m)
1	Niple Sello "J"	
2	Red. 2.7/8" Hyd. x 2.3/8" Hyd	
3	Niple asiento "N"	
4	9 Pzas. Tub. 2.3/8 cs. 4.7 #/ft. N-80	
5	Pup J. 2.3/8" cs.	2704
6	2 Pzas. Blas Joint 2.3/8" Hyd. cs.	2690.7
7	Camisa Otis "XO" 2.3/8" Hyd.cs.	2641.8
8	Sust 2.3/8" Hyd. cs. x 2.3/8" 8RD.	
9	Pup J. 2.3/8" 8RD.	2686.2
10	Sust. 2.3/8" 8RD. x 2.3/8" Hyd.cs.	
11	Camisa Otis "XO" 2.3/8 Hyd. cs.	2674
12	Red. 2.3/8" Hyd. cs. x 2.7/8" cs.	
N°	ACCESORIOS LINEA CORTA	
13	Niple Sello ( OD.cupla 2.15/16 )	
14	Red. ( OD. 2.11/16 )	
15	5 Pup J. 2.3/8"	
<b>PACKER SUPERIOR</b>		2652
Marca: Otis      Tipo: Recup.		
Tamaño: 7"      Modelo:"RDH"		
<b>PACKER INTERMEDIO</b>		2765
Marca: Otis      Tipo: Recup.		
Tamaño: 7"      Modelo:"PW"		
<b>PACKER INFERIOR</b>		2786.5
Marca: Otis      Tipo: Recup.		
Tamaño: 7"      Modelo: BK-"D"		
TUBERIAS		
L.L.		
OD 2.7/8"	Grado: N-80	Peso: 6.5 #/ft
Tipo: Hydрил cs		Piezas: 264
L.C.		
OD 2.3/8"	Grado: N-80	Peso: 4.7 #/ft
Tipo: Hydрил cs		Piezas: 274

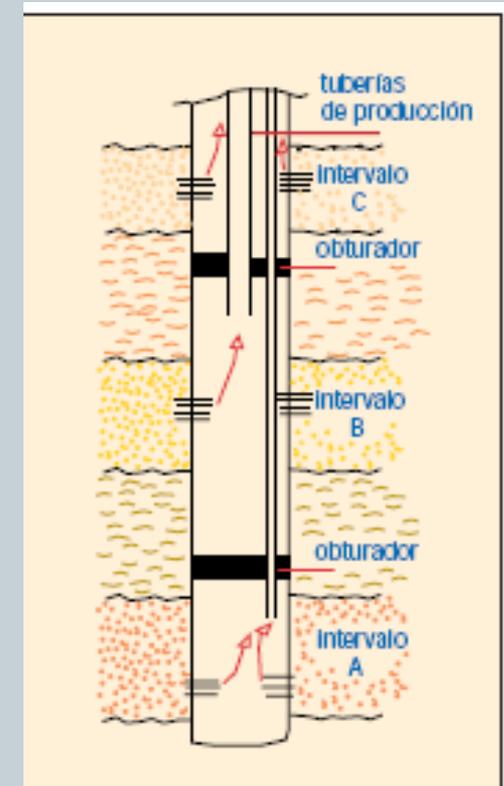
**Fig. 6: Configuración Tubing-Packer Terminación Dual**

# Tipos de Terminaciones

## Configuración Terminación Triple



*Terminación vertical Triple con tres tuberías*



*Terminación vertical Triple*

# Tipos de Terminaciones



## MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Existen diversos Métodos de Levantamiento Artificial entre los cuales se encuentran los siguientes:

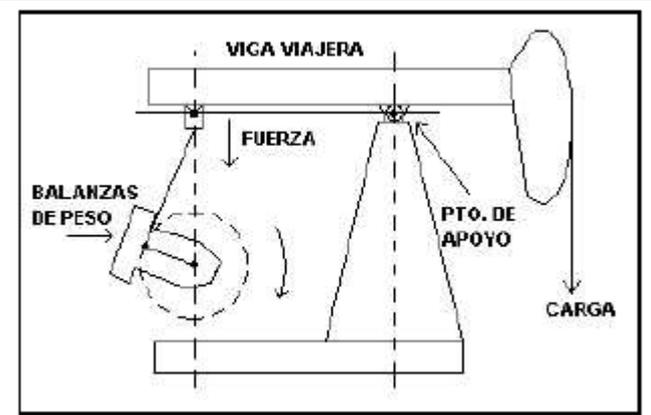
- Bombeo Mecánico Convencional (BMC),
- Bombeo Electrosumergible (BES),
- Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP),
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Levantamiento Artificial por Gas (LAG).

:

# Tipos de Terminaciones

## BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL

Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados,



# Tipos de Terminaciones



## **BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso

# Tipos de Terminaciones



## **BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

Las bombas de Cuidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

# Tipos de Terminaciones



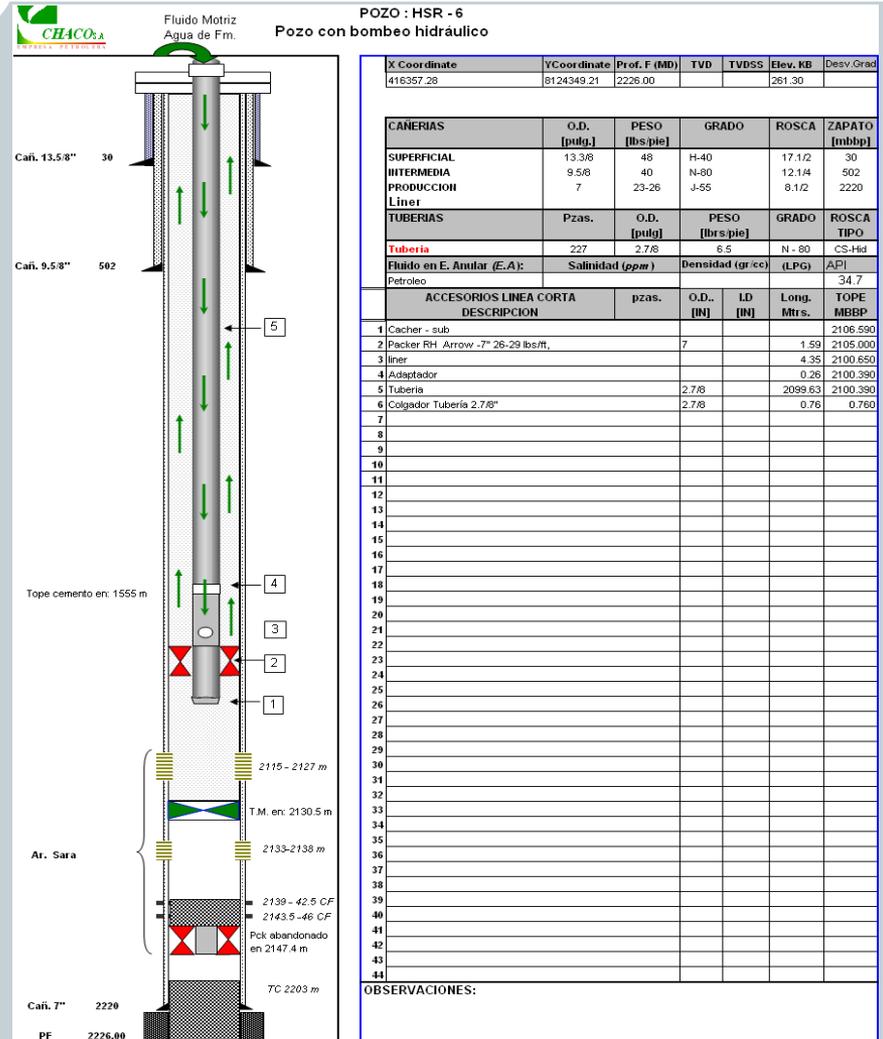
## **BOMBEO HIDRÁULICO**

Los sistemas de Bombeo Hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo

# Tipos de Terminaciones

## Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

Los principales componentes de la bomba Jet son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motor entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la Formación. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción.



# Tipos de Terminaciones

## LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG).

Este Método de Levantamiento Artificial opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente).

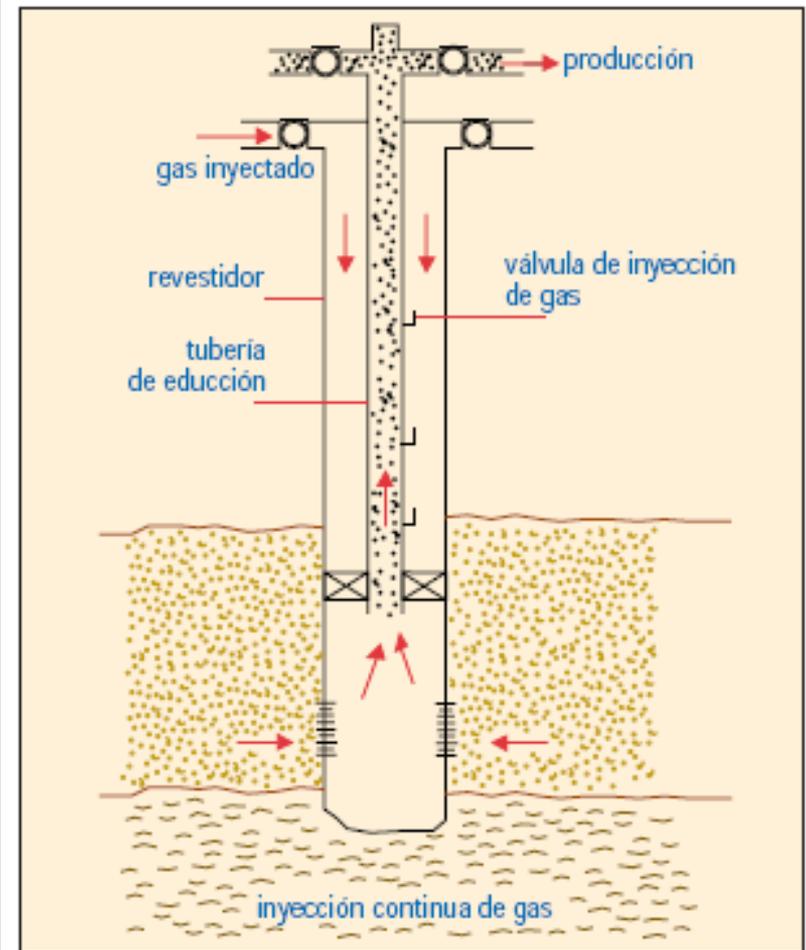


Fig. 4-15. Detalles básicos de una instalación de levantamiento artificial por gas.

# Equipos Básicos.



- Equipos subsuperficiales que abarca desde el fondo de pozo hasta la base inferior del árbol de navidad, donde esta asegurada a través de los colgadores de tubería.
- Equipos superficiales que comprende a todas las instalaciones que abarca desde boca de pozo, con el árbol de navidad pasando por las líneas de descargas y de flujo hasta los separadores gas – petróleo.

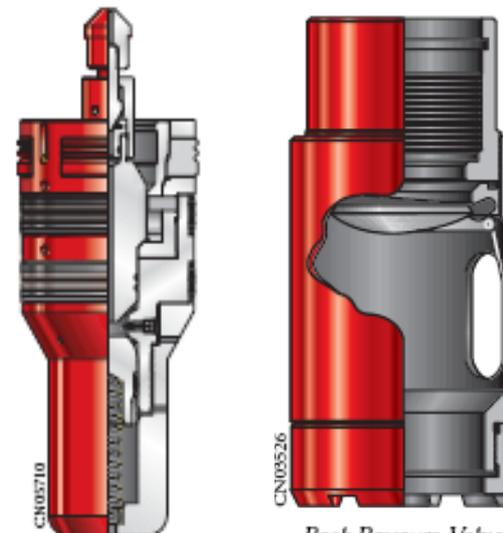
# Funciones Principales de los Equipos



- Comunicar a la arena productora con el fluido de pozo, controlando las presiones de fondo.
- Permitir la circulación de los fluidos de formación desde el fondo de pozo hasta la superficie.
- Soportar las presiones del flujo de los fluidos.
- Controlar a través de la tubería las velocidades de circulación.
- Controlar a través del árbol de navidad los caudales de producción.
- Controlar con los equipos superficiales los caudales y las presiones de circulación a través de las líneas de flujo y de descarga.
- Realizar una eficiente separación gas – petróleo – agua en las baterías de separadores.

## Back Pressure Valve ó Two way Check.

Es una válvula que se instala en el tubing Hunger. En un solo ó doble sentido y es del tipo check



SRP Back Pressure Valve  
(with Test Prong)

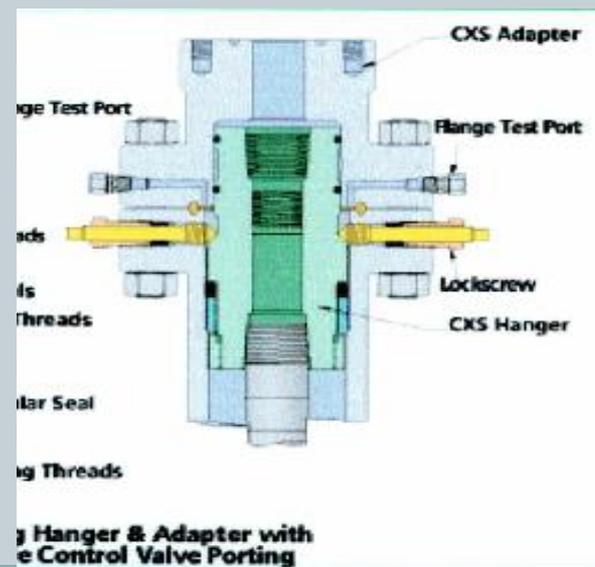
Back Pressure Valve

## Colgador de tubería (Tubing Hunger)

Conectado al tope de la sarta de prod.

Su función es sostener la misma.

Promueve el sello tanto en el E.A. como del interior de la tubería de producción con la ayuda del tapón BPV.



## TUBERIA

Es un elemento cilíndrico hueco compuesto de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma.

Es fabricada bajo los sgtes parametros:

- Resistencia a la tensión
- Resistencia al colapso.
- Resistencia al reventamiento.
- Resistencia a la corrosión.
- Diametro interno/externo
- Longitud de la tubería.
- Tipo de rosca inferior y superior.
- Peso nominal (acoplamiento/sin acoplamiento)
- Grado
- Espesor de pared
- Drift

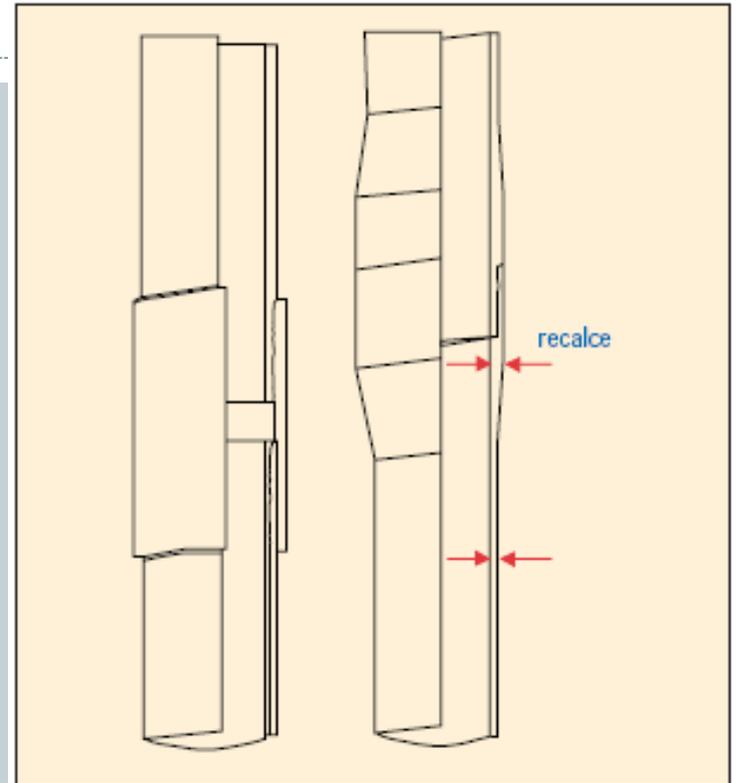


Fig. 4-16. Muestras de tubería de educación con empalme sin recalce y con recalce.

# Tipos de Manufactura

- Sin Costura (seamless)
- Soldados por resistencia eléctrica (Electric resistance weld)



## Grado de la tubería API.

- La micro estructura del acero y las propiedades mecánicas pueden ser dramáticamente cambiadas mediante aleaciones especiales y por medio de tratamiento de calor.
- Debido a esto, se pueden fabricar diferentes grados de tubería para las diferentes situaciones y condiciones de reservorio

- El API a adoptado una designación de GRADO a la tubería definiendo la característica de esfuerzo a la cedencia (yield strenght)
- El código del grado consiste en una letra seguida de un numero.
- Grado: Letra + Numero = Tipo acero + Esfuerzo de cadencia (deformación del tubo)

Example\_01.iHB

New Open Save Wellbore Options ?

Physical Properties of Tubing based on Vendor Supplied Data

Kawasaki SteelHOS

Fox Premium Connection OD: 2.375 - 5

Joint Type: Coupled

For more details contact the vendors directly.

OD in	Weight lbm/ft	ID in	Grade	Wall Thickness in
2.375	4.60	1.995	H-40	0.190
2.375	4.60	1.995	J-55	0.190
2.375	4.60	1.995	K-55	0.190
2.375	4.60	1.995	L-80	0.190
2.375	4.60	1.995	N-80	0.190
2.375	4.60	1.995	C-90	0.190
2.375	4.60	1.995	C/T-95	0.190
2.375	4.60	1.995	P-110	0.190
2.375	4.60	1.995	Q-125	0.190
2.375	5.10	1.939	H-40	0.218
2.375	5.10	1.939	J-55	0.218
2.375	5.10	1.939	K-55	0.218
2.375	5.10	1.939	L-80	0.218
2.375	5.10	1.939	N-80	0.218
2.375	5.10	1.939	C-90	0.218
2.375	5.10	1.939	C/T-95	0.218
2.375	5.10	1.939	P-110	0.218
2.375	5.10	1.939	Q-125	0.218
2.375	5.80	1.867	H-40	0.254
2.375	5.80	1.867	J-55	0.254
2.375	5.80	1.867	K-55	0.254
2.375	5.80	1.867	L-80	0.254
2.375	5.80	1.867	N-80	0.254

Physical Properties of Tubing based on Vendor Supplied Data

Coupling OD Regular in	Pipe Body - Calculated Data †			Joint Strength lbm
	Internal Yield psi	Collapse Resis. psi	Tensile Yield lbm	
2.723	5600	5888	52169	52169
2.723	7700	8096	71733	71733
2.723	7700	8096	71733	71733
2.723	11200	11776	104339	104339
2.723	11200	11776	104339	104339
2.723	12600	13248	117381	117381
2.723	13300	13984	123902	123902
2.723	15400	16132	143466	143466
2.723	17500	18751	163029	163029
2.723	6425	6669	59090	59090
2.723	8835	9170	81249	81249
2.723	8835	9170	81249	81249
2.723	12851	13338	118181	118181
2.723	12851	13338	118181	118181
2.723	14457	15006	132954	132954
2.723	15260	15839	140340	140340
2.723	17669	18340	162499	162499
2.723	20079	20841	184658	184658
2.782	7486	7641	67699	67699
2.782	10294	10506	93087	93087
2.782	10294	10506	93087	93087
2.782	14973	15282	135399	135399
2.782	14973	15282	135399	135399

# Conexiones

- Una conexión es un objeto mecánico usado para unir la tubería y accesorios con el fin de formar una sarta de tubería continua.

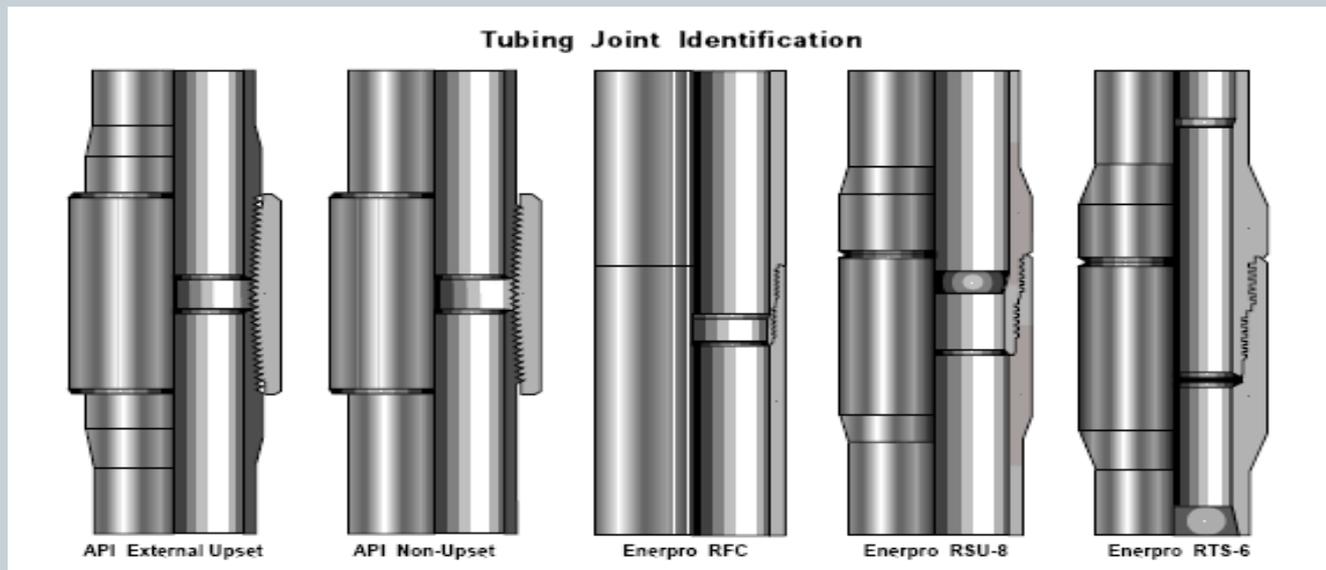
## Por que es tan importante?

Las fallas en la tubería > 90% son debidas a las conexiones

## TIPO DE ROSCA

1. Rosca cuadrada
2. Rosca Triangular.
3. Rosca Hydrill

EUE=External upset.  
NPT= No press Temp.  
REG= Regular Comun.  
Hyd= Hydrill



## DRIFT.

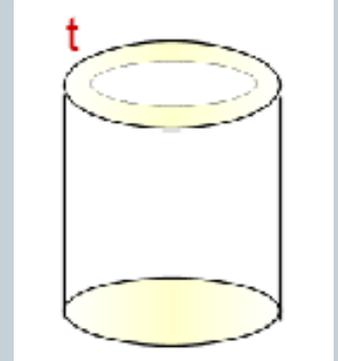
Es el mínimo diámetro para permitir el paso de herramientas o tubería.



## Espesor de pared

Es el espesor de la pared del tubo .

El mismo en cualquier parte del tubo no deberá ser menor que el espesor tabulado Su tolerancia debe ser -12.5%



## Diametro interno

El diámetro interno  $d$ , esta gobernado por el diámetro externo y la tolerancia de la masa

# ANALISIS DE ESFUERZOS



## **Resistencia al Reventamiento**

- Es la capacidad de la tubería para soportar la presión interna sin presentar falla alguna.

## **Presión externa ó colapso**

Es la capacidad de la tubería para soportar la presión externa, sin experimentar falla alguna. Los parámetros son: Tipo de acero, tensión, espesor de pared, compresión.

## **Resistencia a la Tensión ó Compresión.**

- Esta se debe a las fuerzas que actúan sobre el tubo.



Figura 42 Colapso de una tubería



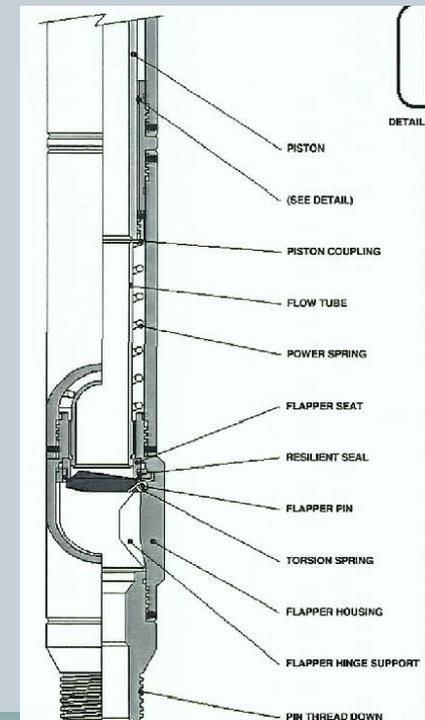
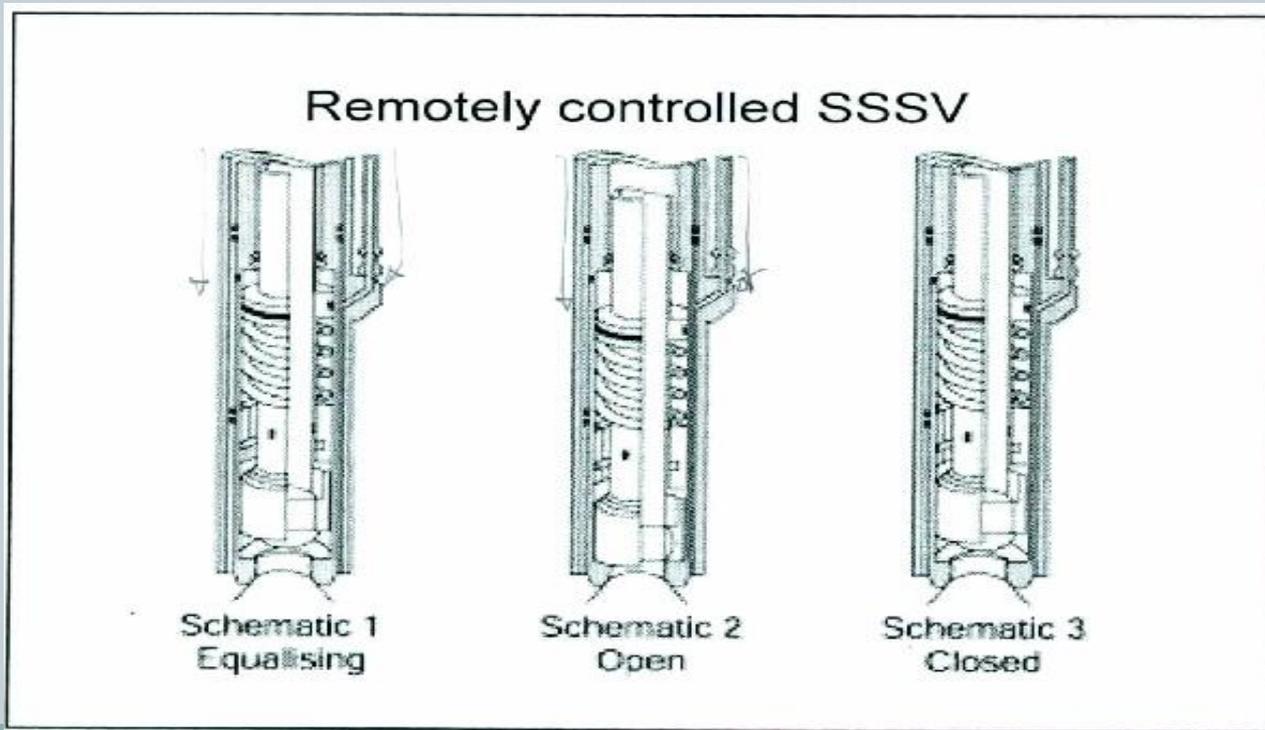
Figura 45 Muestra de una tubería colapsada



Figura 44 Corrosión de la tubería

## Válvula de seguridad Sub-Superficial (Subsurface Safety valve)

- Es utilizada en todos los pozos.
- Protección en caso de fallas en instalaciones superficiales.
- Funcion, cierre automático de emergencia del pozo
- Cierre por control remoto ó manual, controlado en locación ó desde sala de control.
- Requiere de pruebas en forma rutinaria.
- Se constituye en una barrera más de seguridad del pozo
- Reciben varios nombres según el fabricante (SSSV, TRSV, DHSV)



# Dispositivos de circulación

Funcion ó objetivo:

- Permitir circulación entre la tubería y el espacio anular.
- Ahogando pozo (killing well)- overbalance.
- Alivianando columna hidrostática- Underbalance.

Opciones:

- Sliding Sleeve/side door
- Side pocket mandrel.
- Realizar un tubing puncher si se requiere.

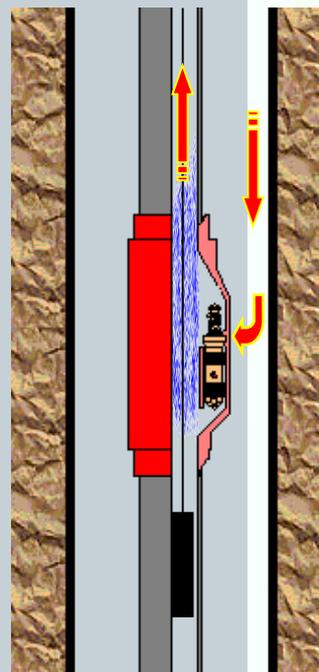
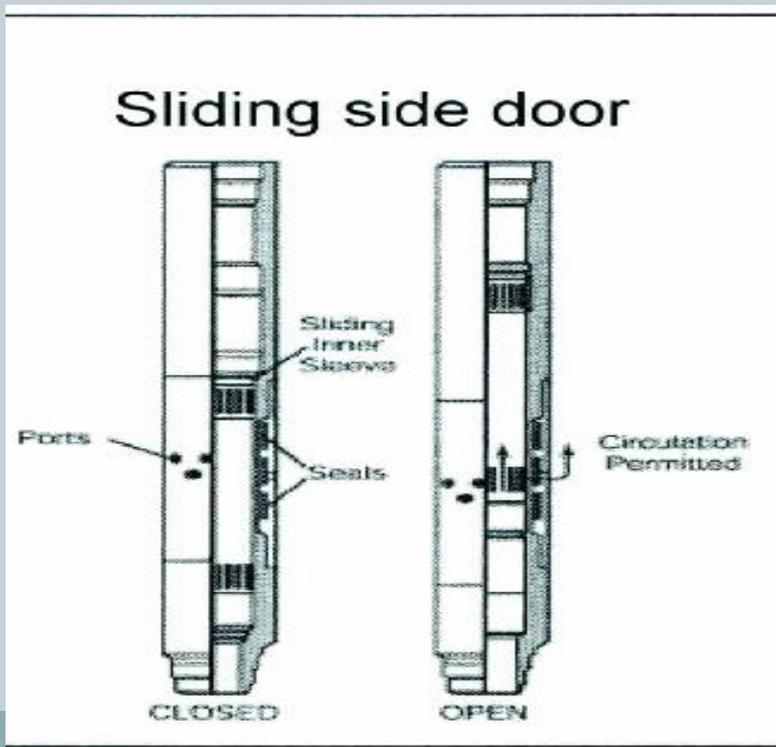
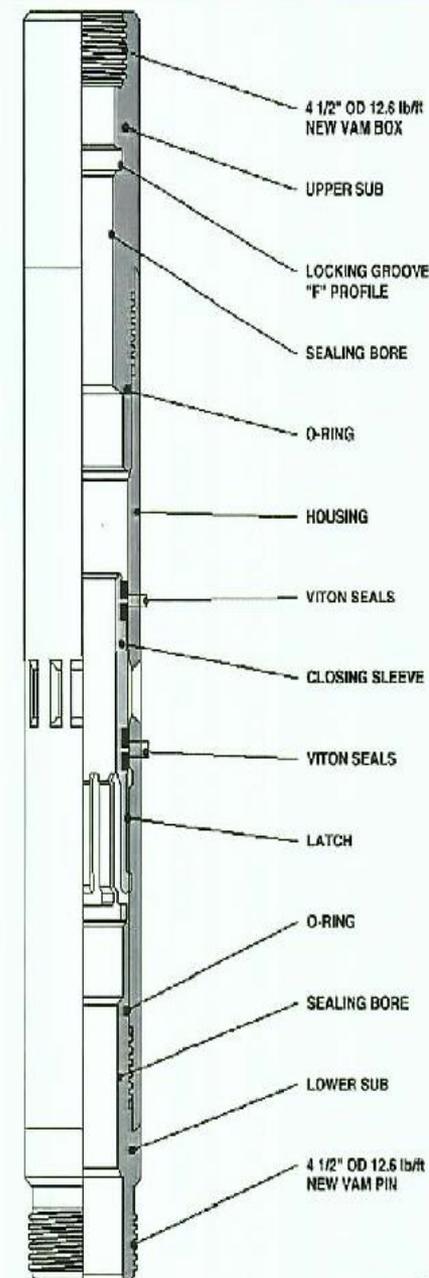


FIGURE 82 – SLIDING SLEEVE



# Packers

Es un elemento de sello de cuñas, gomas y mordazas

Su función:

- Proteger la cañería y el E.A.
- Mejorar la estabilidad en el flujo
- Retención del fluido de empaque.
- Aislamiento entre zonas productoras.
- De gran utilidad en completaciones con GLS

Según Requerimiento pueden ser:

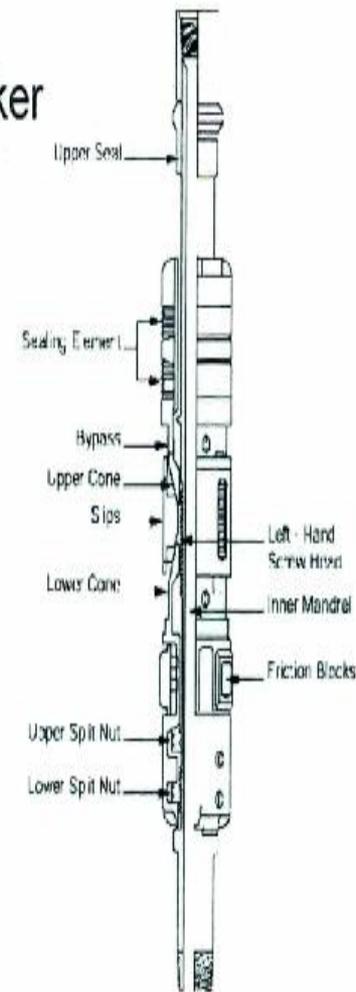
- Simple, Dobles.
- Permanente, recuperable

Tipo de anclaje:

- Hidráulicos, mecánicos, eléctricos (adapt kit), inflables

## Packer

- Seal system
- Mechanical lock
- Setting mechanism
- Release mechanism (optional)



## Packer Completion Accessories

This section describes Halliburton's line of packer completion accessories. These accessories include:

- Sealbore and millout extensions
- Seal assemblies
- Seal units
- Polished bore receptacle and seal units
- Travel joints
- Adjustable unions
- Twin-flow assemblies
- On-off tools
- Tubing anchor catchers
- Sealing plugs and back pressure valves
- Catcher subs
- Anvil® plugging system
- Mirage® disappearing plug
- Tubing safety joints
- DPU® downhole power unit
- Tubing tester flapper valve
- Setting adapter kits

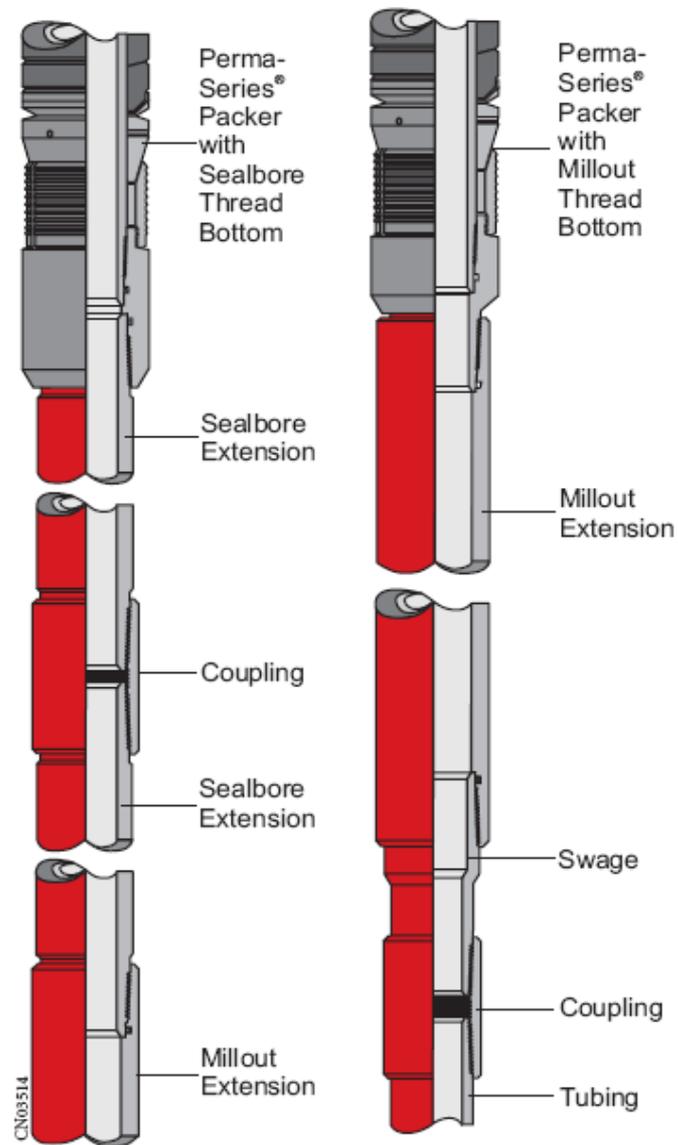
### Sealbore and Millout Extensions

Halliburton's packer sealbore extensions extend the polished surface below the packer. This enables the use of longer sealing units to compensate for tubing contraction or elongation. The extensions are available in standard 8-, 20-, and 24-ft (2.44-, 6.10-, and 7.32-m) increments.

Halliburton millout extensions provide a large ID below the packer sealbore or sealbore extension, which allows a single-trip packer milling/retrieving tool to be used when tubing is run below the packer assembly.

#### Applications

- For using longer sealing units to compensate for tubing contraction or elongation (sealbore extensions)
- To allow a single-trip packer milling retrieving tool to be used when tubing is run below the packer assembly (millout extensions)



*Sealbore and Millout Extension*

## Perma-Lach® PLS Packers

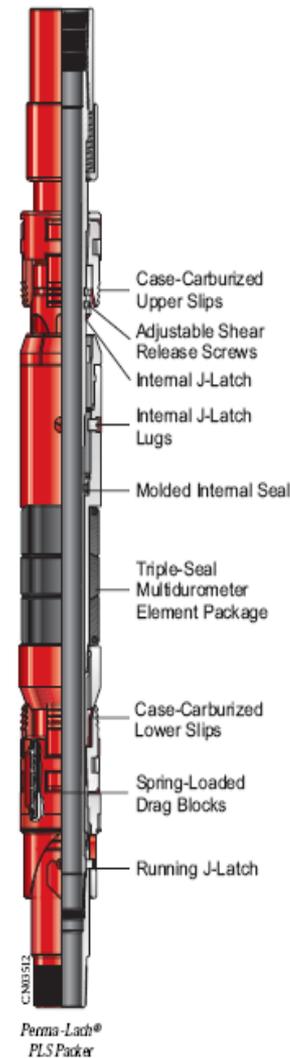
Perma-Lach® PLS packers are multiple-use, retrievable packers. These packers are designed to be run and set on tubing, released and moved, and set again without tripping the tubing. They can be retrieved, redressed if necessary, and used repeatedly. The 10K Perma-Lach PLS packers operate the same way as standard Perma-Lach PLS packers, but they have been tested and rated to 10,000 psi (68.9 MPa).

### Applications

- Testing and zone stimulation
- As a tubing anchor (When the well goes on pump, the packer can be used to place the tubing in tension for more efficient pumping.)
- For temporary bridge plug applications (An overshot tubing seal divider may be made up immediately above the Perma-Lach packer, making it possible to plug off the zone below the packer and come out of the hole with tubing.)

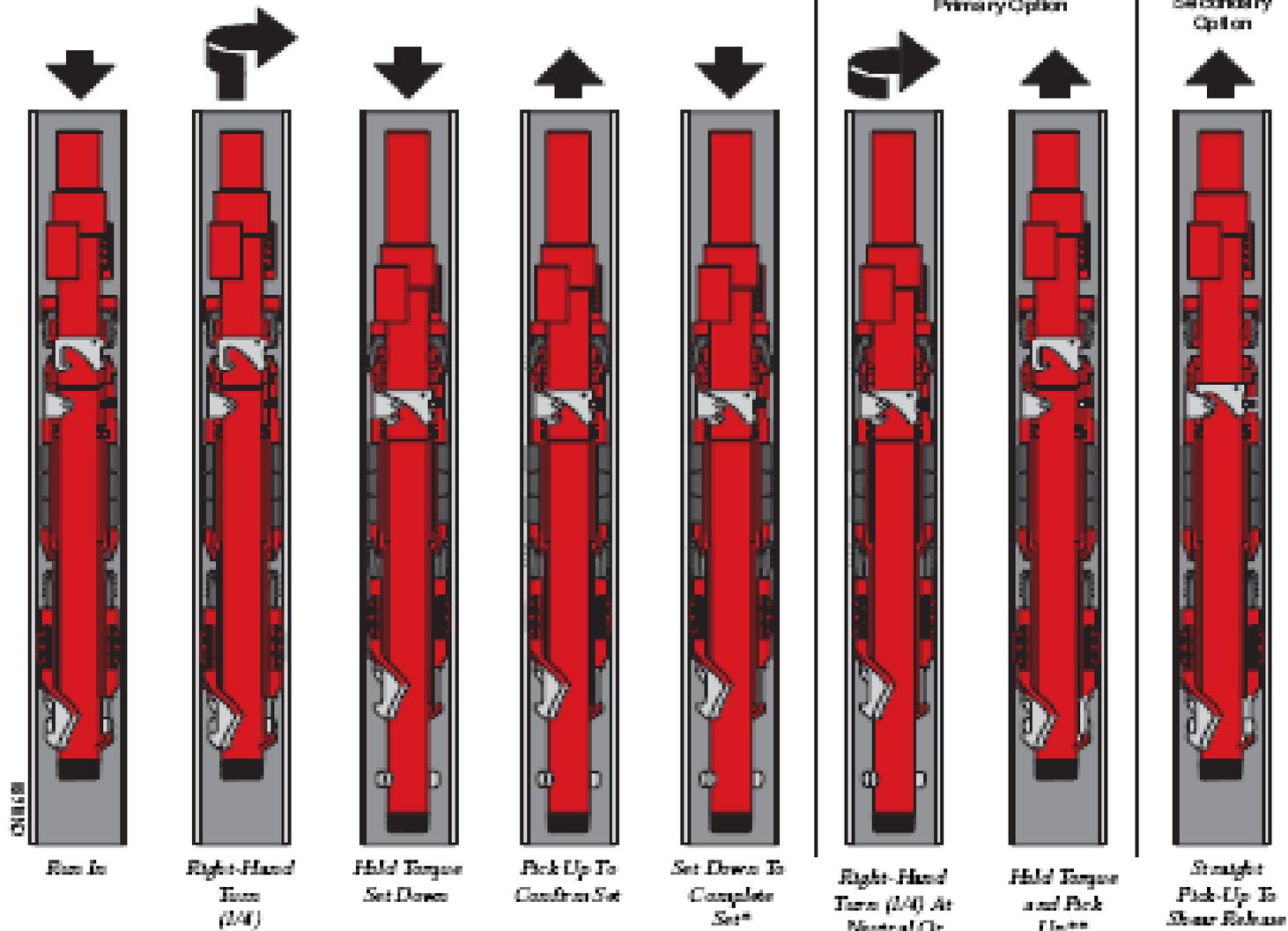
### Features

- Internal J-latch holds the packer set
- Generous fluid bypass area through the packer to speed run-in and equalization times
- No o-rings throughout the packer
- Opposed spring-loaded, case-carburized slips manufactured with controlled depth penetration and consistent maximum hardness across the tooth section to provide a reliable gripping force even after multiple setting operations
- Molded seals resist flow cutting or washout during bypass.
- Triple-seal multidurometer element package contains a nested dual garter spring end element design and mandrel anti-extrusion ring rated for up to 10,000 psi (68.9 MPa) differential.
- Standardized components allow interchangeability.
- Automatic relatch after release with the running J-latch
- Secondary shear release provides a method of retrieving packer if tubing cannot be rotated.



### Packer Setting

### Packer Releasing

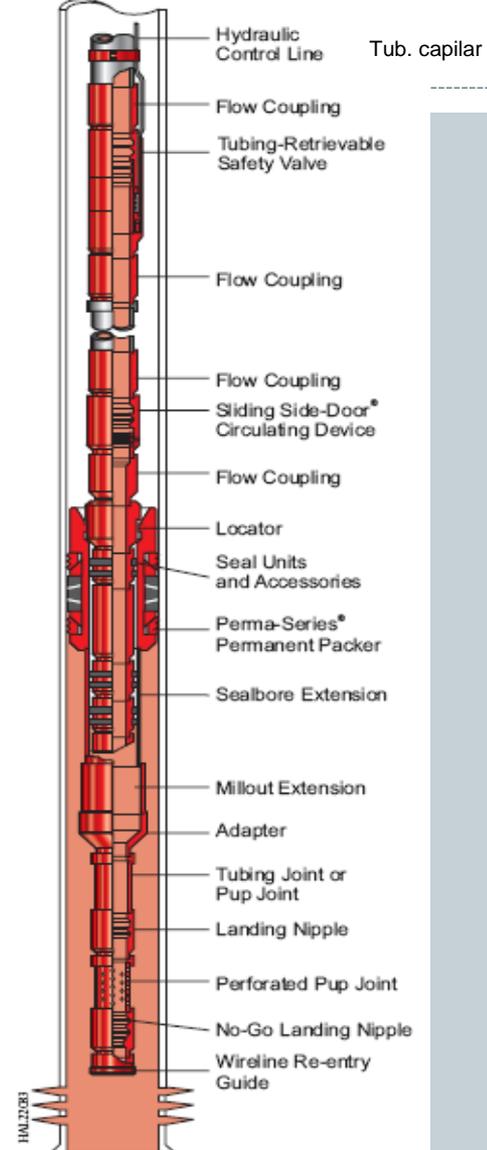


\*Tighting can be applied out to tension, neutral, or compression.

\*\* Packer now ready to migrate or event

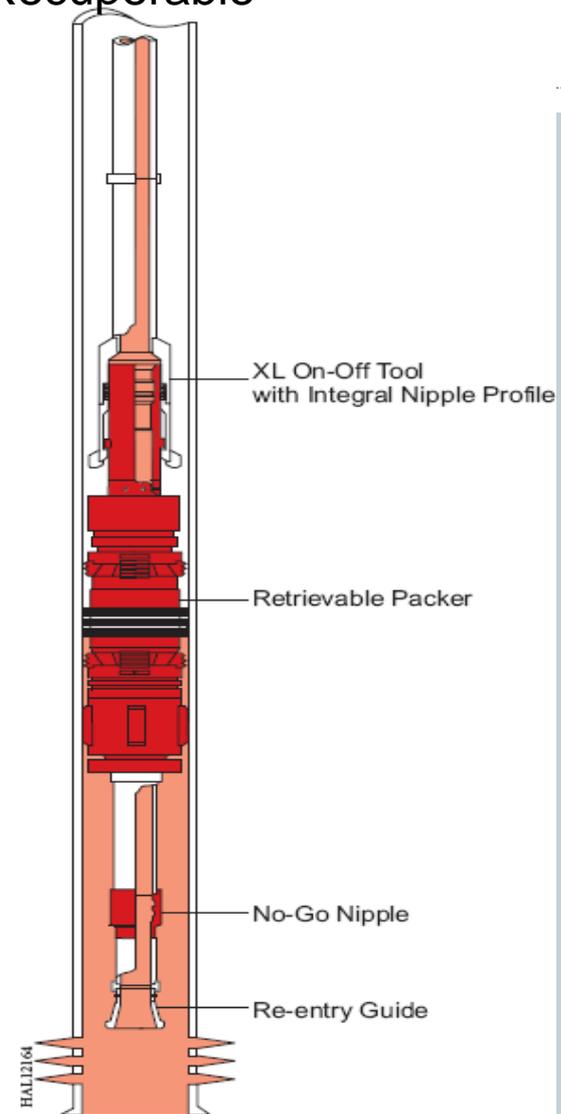
# Tipos de arreglo

## Packer permanente

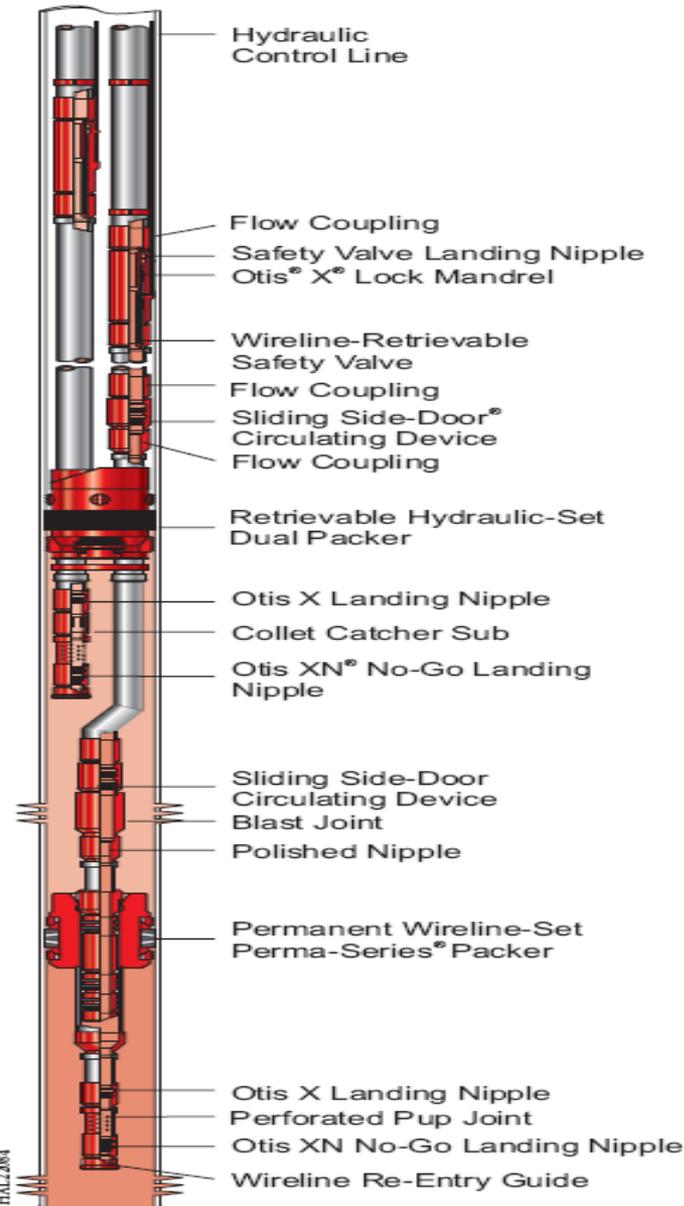


Single-String Permanent Packer Completion Installation

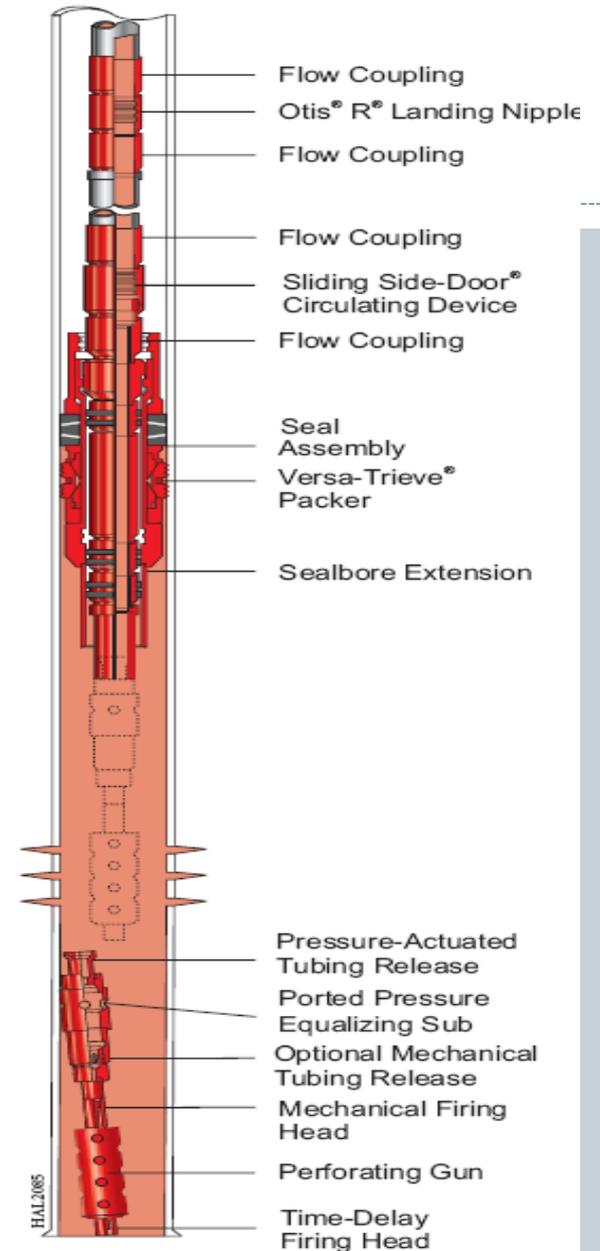
# Packer Simple Recuperable



Single-String Recuperable Packer Completion Installation



*Dual-String Retrievable Packer Completion Installation*

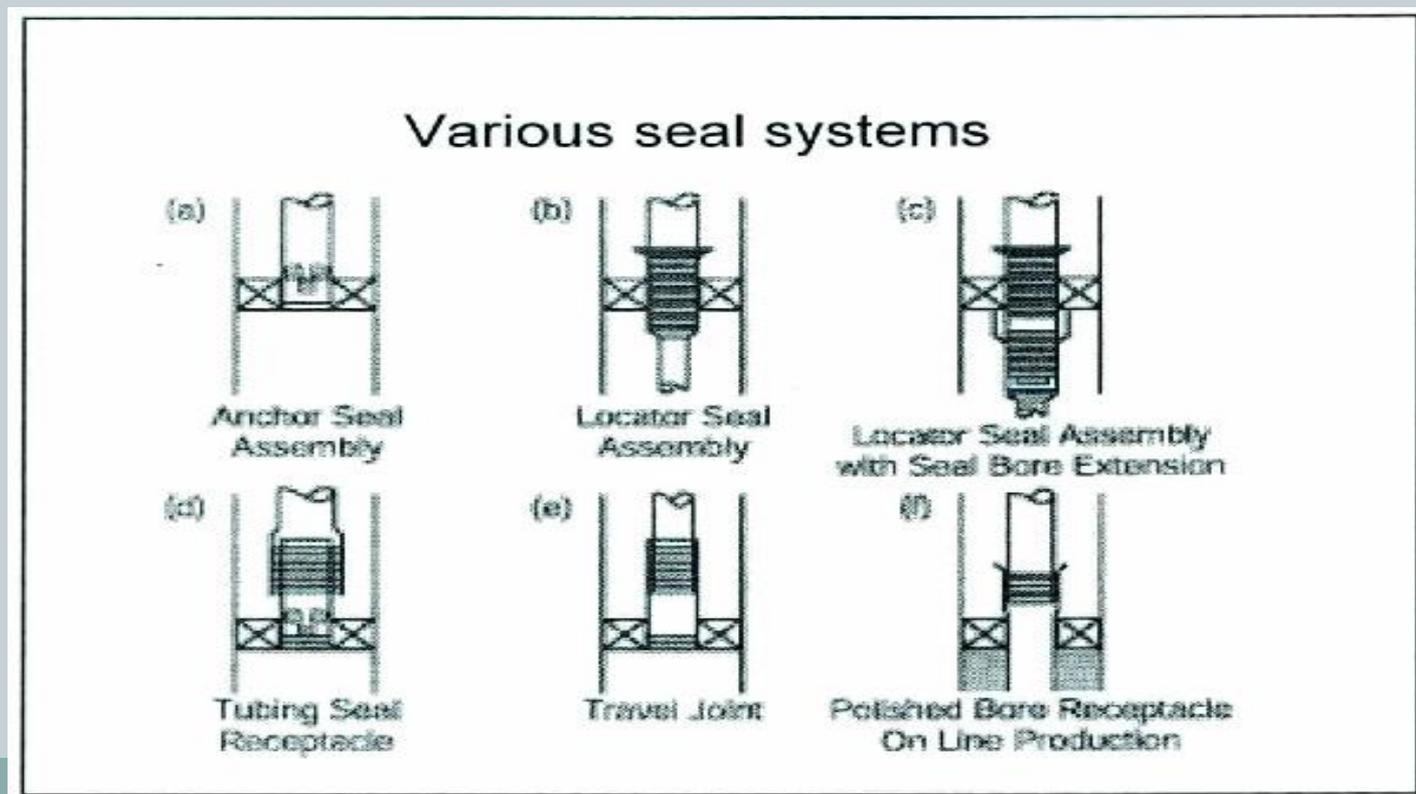


*Tubing Conveyed Perforating Completion Installation*

# Conjunto de sellos

Función:

- Localizar sealbore del packer, realizar sello hermético dentro del mismo.
- También puede ser retractable, es decir que se acomode al movimiento de la tubería (sello dinámico).
- Puede ser fijo (sello estático) incorporando unas cuñas las mismas que se agarran en el tope del packer.

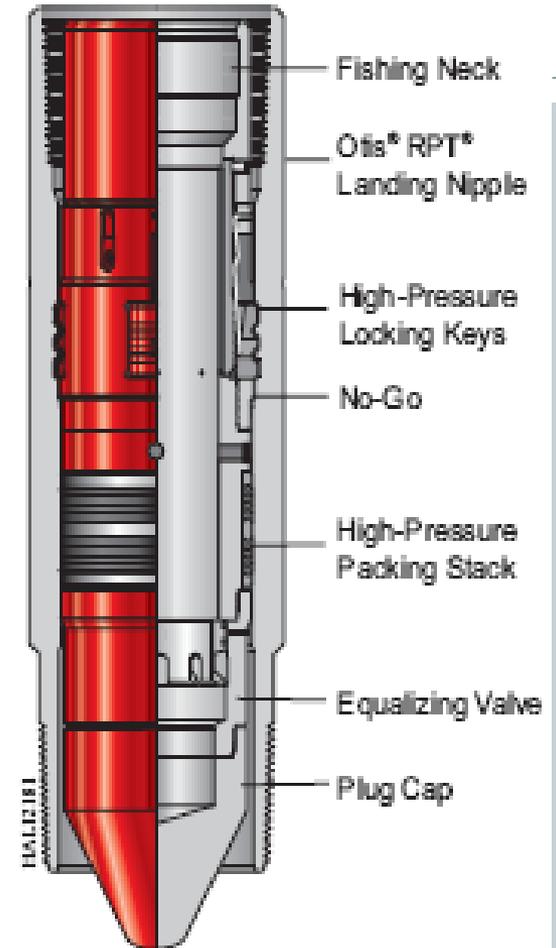
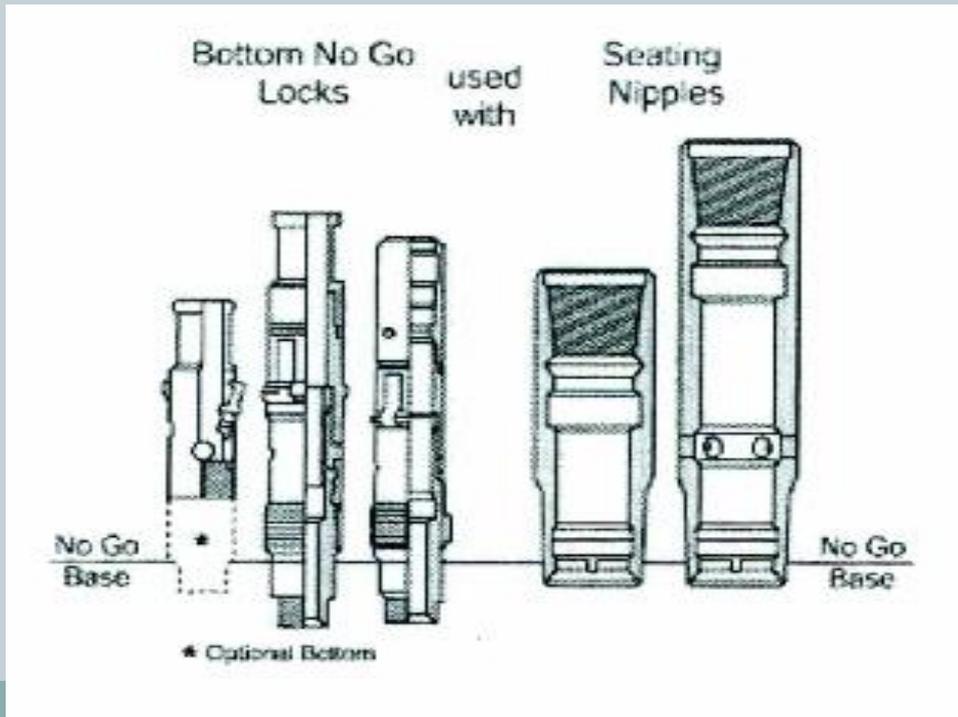


# Sistemas de control de Flujo (Nipples)

Permiten la instalación de:

- Tapones
- Chokes
- Medidores de presión

Uso de un nipple con perfil para lock mandrel



Otis® RPT® No-Go Landing Nipple With RPT Plug

# Tubos Complementarios

## Flow Couplings (B. joint)

Son piezas importantes para alargar la vida del arreglo en el pozo, poseen un espesor de pared mayor al de la tubería. Su función es minimizar el impacto de la erosión de flujo

### Aplicaciones:

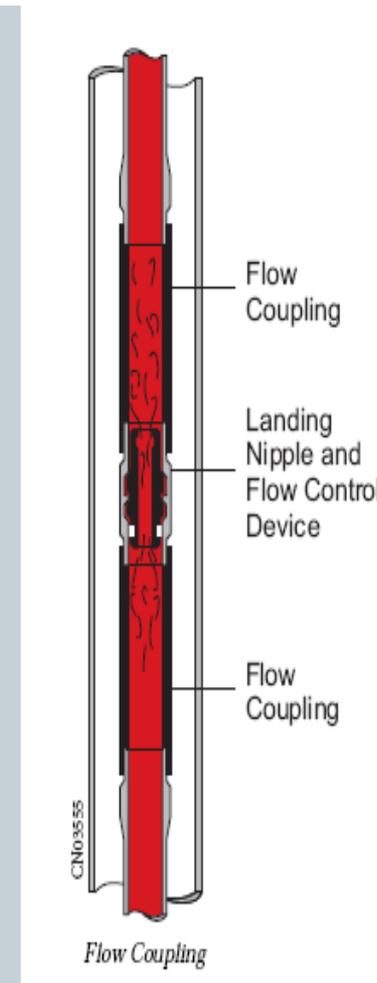
Se instala por encima y por debajo del niple asiento, válvula de seguridad, camisa de circulación ó alguna otra restricción que cause turbulencia.

### Características:

- Mínimo 0.91 m de largo
- Espesor mayor al de la tubería.

### Beneficios:

- Alarga la vida del arreglo de completación.



## Pup Joint:

### Aplicación:

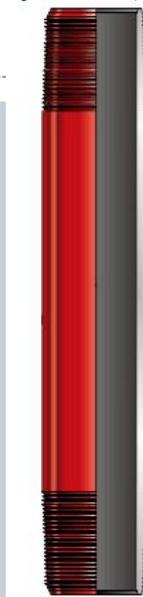
Son componentes tubulares que sirven para dimensionar y espaciar arreglos de producción.

### Características:

Existen de variado diámetro y longitud

### Beneficios

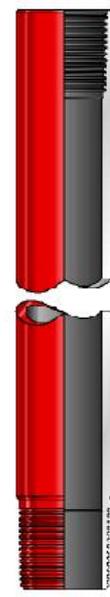
Fácil espaciado de sartas de producción.



API Threaded  
Pup Joint



Coupled Pup Joint



Box x Pin Integral  
Pup Joint

## Blast Joints:

Son tubulares de mayor espesor de pared que la tubería de producción.

## Aplicación:

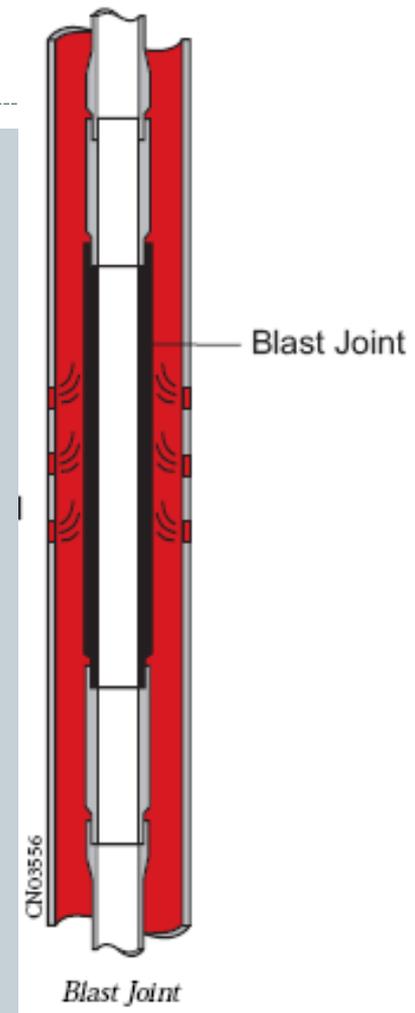
Utilizado para prevenir el daño a la tubería  
Se coloca frente a los baleos.  
Se puede utilizar en una ó varias zonas.

## Características:

Disponible en logitudes > 5 ft  
Espesor de la pared mayor al del tubing.

## Beneficios:

Alarga la vida útil de la tubería de producción.



## REENTRY GUIDE

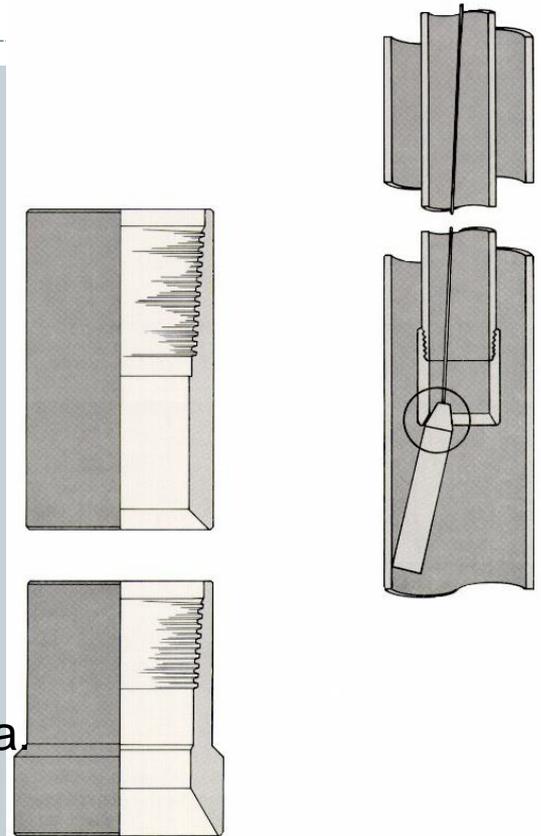
Diseñado para proveer acceso de herramientas de wireline a la tubería.

### Aplicación

Es instalado en el fondo de la sarta de producción. Sirve como ayuda para la reentrada de las herramientas de wireline, que pudieron haber sido bajadas por debajo del fondo de la sarta de tubería de completación.

### Beneficio del diseño.

ID Biselado, Es de gran ayuda para recuperar Herramientas de wireline que están por debajo de la sarta.



## Junta de Seguridad

Herramienta que permite la liberación de la sarta

### **Aplicación**

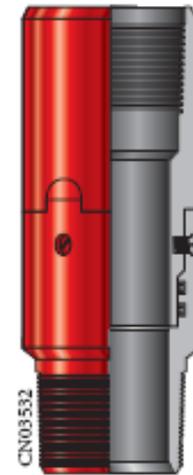
Parte componente del arreglo de producción  
Prueba. Es instalado por debajo del packer superior

### **Característica**

Herramienta provista de pines para liberación

### **Beneficio**

Permite la liberación de la sarta con Tensión en caso de aprisionamiento.



*Tubing Safety Joint*

## Junta de expansión Giratoria

Junta telescópica de longitud variable concéntrica giratoria  
(Swivel)

### **Aplicación**

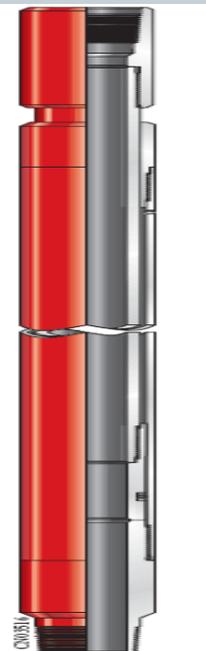
En corridas (bajado) arreglo finales dobles de producción

### **Característica**

Diámetro y longitud variables

### **Beneficio**

Permite compensar diferencia de alturas cuando se baja  
2 sargas paralelas



*Swivel Travel Joint*

## **Junta de expansión**

Junta telescópica concéntrica que permite movimiento vertical de la sarta

### **Aplicación**

Utilizado en sarta de terminación y prueba de pozos.

### **Característica**

Diámetro y longitud variable

### **Beneficio**

Permite el movimiento vertical de la sarta

## **Junta Giratoria**

Junta giratoria tipo swivel.

### **Aplicación**

Todo tipo de sarta de producción

### **Característica**

Variedad de diámetros y grado

### **Beneficio**

Permite realizar uniones con restricciones de rotación en superficie.



*Swivel Travel Joint*



*Extension Joint*

## Combination Coupling

Crossover BxB, de diametro interno adecuado.

### Aplicación

Sartas de producción.(..)

### Característica

Variedad de diámetros y longitud pequeñas.

### Beneficio

Permite realizar conexiones en la sarta

## Flow sub (Nipple de Flujo)

Pieza tubería ranurada (perforada) que permite la entrada de fluido del reservorio a la sarta producción

### Aplicación

Pruebas de pozos TCP, arreglos de producción con cañones descartables

### Característica

Tubo ranurado de diferentes diámetros de longitud pequeña

### Beneficio

Permite la entrada del fluido del reservorio a la tubería de producción.

## Straight Slot No Go Locator

Localizador del tope del packer (deslizamiento)

### Aplicación

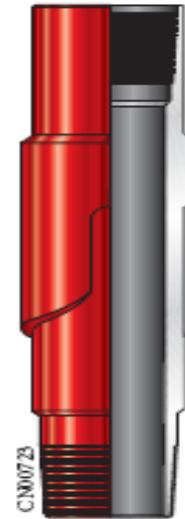
Sartas de producción

### Característica

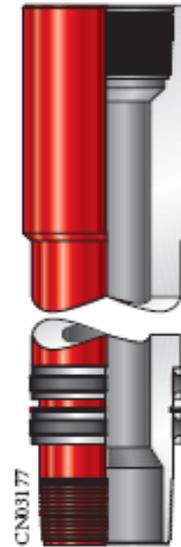
Diámetro > al diámetro del sealbore del packer.

### Beneficio

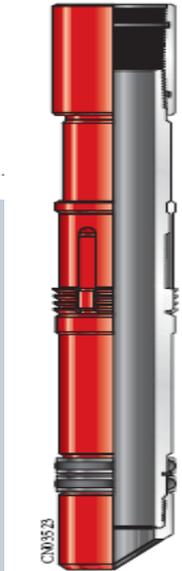
Permite conocer que longitud de los sellos han sido enchufados en el sealbore del packer.



*Straight Slot  
Locator*



*No-Go Locators*



*Ratch-Latch™ Seal  
Assembly*

## Catcher Sub

Nipple que retiene la bola de asentamiento.

### Aplicación

Retener la bola de asentamiento del packer

### Característica

Nipple con perfil para que no pase la bola

### Beneficio

Permite retener la bola de asentamiento del packer después que el mismo fue anclado y el asiento de la bola roto.

## Nipple de extensión

Nipple de extensión entre sellos para optimizar las dimensiones del ensamble de sello.

### Aplicación

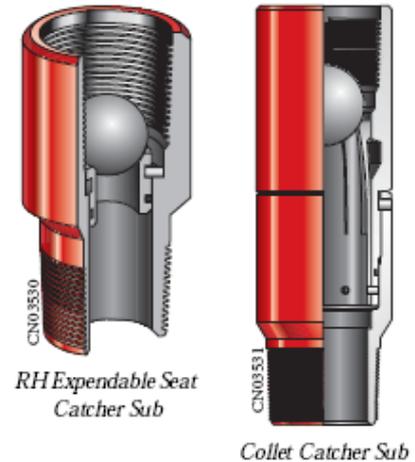
Utilizado para espaciar el ensamblaje de sellos

### Característica

Tubo liso de longitud y diámetro variable

### Beneficio

Es utilizado entre sellos para optimizar las dimensiones del ensamblaje de los mismos.



## Seal Bore extension

Pieza de tubería de diámetro interno pulido

### Aplicación

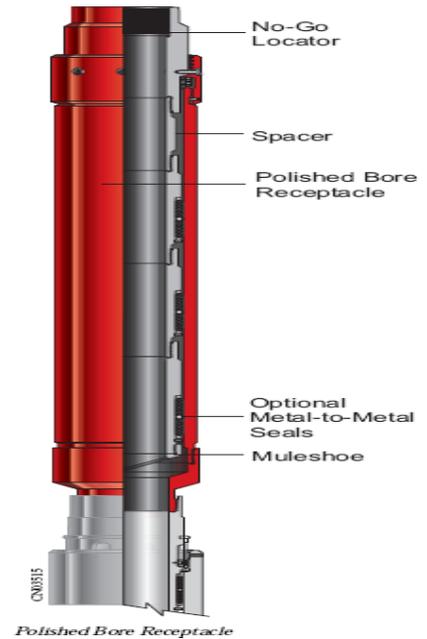
En packers de sartas de producción

### Característica

Diferentes diámetro y longitud.

### Beneficio

Receptor del conjunto de sellos, entre ambos realizan sello hermético aislando la tubería del E.A.



## Millout Extension

Pieza tubular lisa

### Aplicación

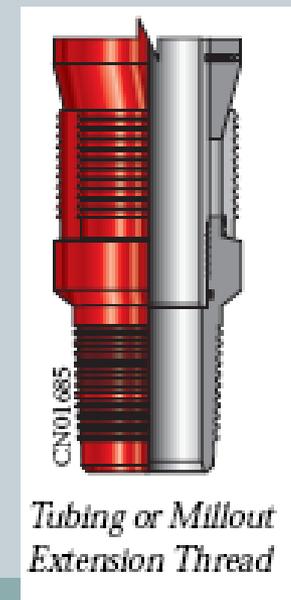
Parte del arreglo final de producción ubicada por debajo del packer

### Característica

Diámetro y longitud variable

### Beneficio

Permite fresar y enganchar packer en un solo viaje.



## Crossover

Adaptador de cruce de rosca y diámetro

### **Aplicación**

Sartas de terminación (Pruebas, TCP- DST etc)

### **Característica**

Variedad de diámetro y tamaño.

### **Beneficio**

Permite efectuar combinaciones de rosca y diámetro  
En la sarta



## **Mule shoe guide**

Pata de mula

### **Aplicación**

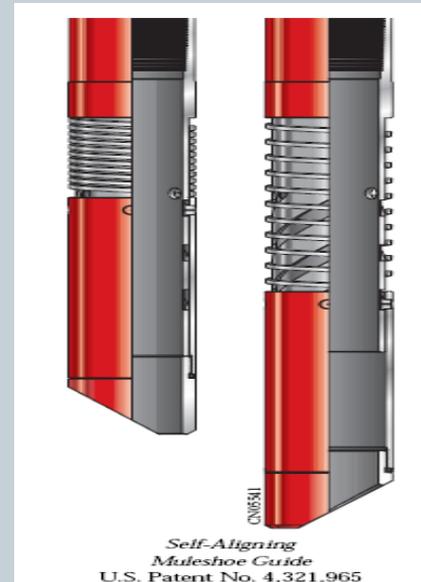
Guia de la sarta

### **Característica**

Tubo de corte transversal.

### **Beneficio**

Permite guiar la sarta de producción en la cañería



# Herramientas utilizadas durante el baleo TCP

## Mechanical gun release

Herramienta que permite la liberación de la sarta TCP.

### Aplicación:

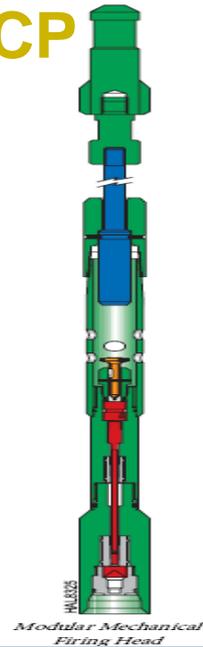
En arreglos finales de producción con cañones descartables

### Característica

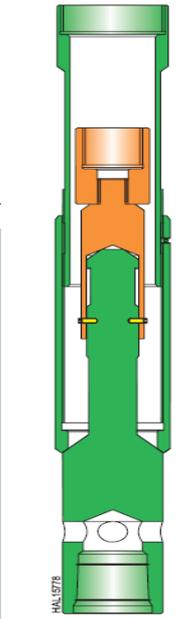
Liberación mecánica ó automática. Si es mecánica para liberarla se debe utilizar slickline ó CT.

### Beneficio

Libera los cañones de la sarta de producción haciendo que los mismos caigan al fondo del pozo, permitiendo flujo pleno del pozo.



Modular Mechanical Firing Head



Running Tool Assembly Modular  
12 in. OD for Baker # 20 Setting Tool

## Safety Spacer

Son cañones sin cargas.

### Aplicación

En arreglos TCP

### Característica

Cañones sin cargas de diferentes diámetro y longitud.

### Beneficio

Permiten separar los cañones de la cabeza de disparo

## Mechanical Firing Head

Mecanismo que actúa mecánicamente al ser accionado por un golpe de jabalina

### Aplicación

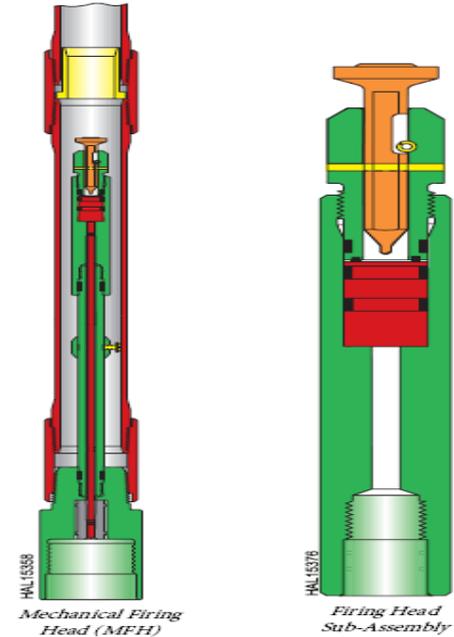
Baleos del tipo TCP

### Característica

Actuador mecánico que con golpe acciona el percutor

### Beneficio

Permite bajar los cañones y la sarta de producción ó prueba y efectuar pruebas de hermeticidad de las mismas sin riesgo de detonación de los cañones.



## Firing Head Adapter

Cross-over con mecha (primacord)

### Aplicación

Baleos TCP

### Característica

Cross-over con mecha (hilo de pólvora)

### Beneficio

Permite unir la cabeza de disparo con la sarta de cañones

## Bull Plug

Tapón ciego

## Aplicación

Se coloca al final de la sarta de producción

## Característica

Tapón ciego (diferente diámetro)

## Beneficio

Cerrar la punta de la sarta y servir como guía de la misma en el OH.



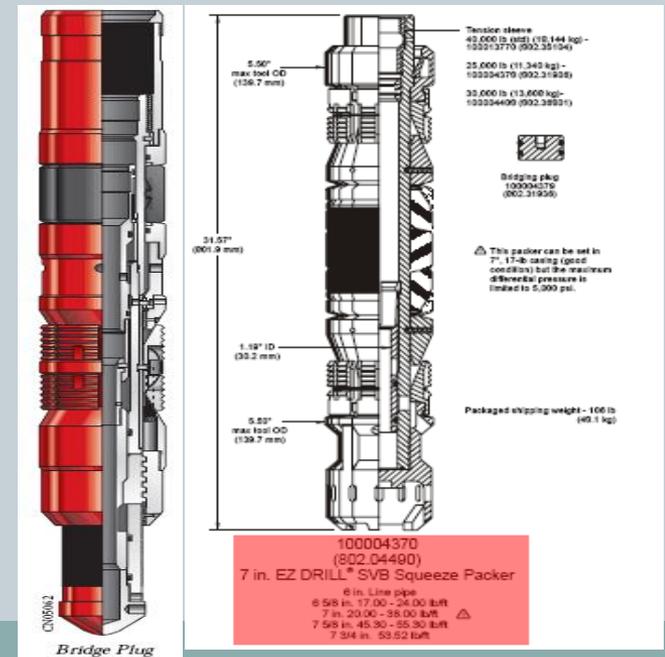
## Tapón Mecanico EZ Drill 7"

Sirve para Aislamiento de zonas.

Se baja con slickline y hta.

Con GR-CCI

Su mecanismo de anclaje funciona activando un Explosivo de carga lenta, este desplaza el fluido de una cámara moviendo un pistón que acciona el mecanismo de anclaje.



# Ceramic Flapper

Están diseñadas para controlar la pérdida de fluidos después del empaque de grava. La válvula que es de forma de una chapaleta, se cierra inmediatamente sale el conjunto de waspipe.

## Características

Parte integral del ensamblaje del packer para completaciones

## Beneficios:

Control de fluidos después del empaque de grava.

Posee una manga que la protege de roturas prematuras.

Casing Size		Flapper Expanded ID		Housing OD*	
in.	in.	mm	in.	mm	
5	2.11	53.59	3.815	96.90	
5 1/2	2.40	60.96	4.02	102.11	
	2.600	66.04	4.28	108.71	
6 5/8	2.765	70.23	5.26	133.60	
7	3.01	76.45	5.35	135.89	
	3.25	82.55	5.48	139.19	
7 5/8	3.435	82.25	5.93	150.62	
	3.500	88.90	6.09	154.69	
9 5/8	5.00	127.00	8.14	206.76	
	5.20	132.08	8.135	206.63	
10 3/4 and greater	5.52	140.21	9.00	228.60	
	6.02	152.91	9.400	238.76	

\*These dimensions are for reference only. Refer to the design specifications of the specific item to obtain the actual OD.

