

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**TECNOLOGÍA DE COMPLETACIÓN DE POZOS
MULTILATERALES**

TITULACIÓN POR EXPERIENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

EDGARDO ANTONIO CHALCO LOZADA

PROMOCIÓN 1998 - 0

LIMA – PERÚ

2004

INDICE

I. Pozos Multilaterales – Conceptos Básicos

- 1) Definición
- 2) Clasificación
- 3) Comparación con tecnologías alternas
- 4) Aplicaciones generales

II. Tecnología Multilateral

- 1) Descripción de herramientas y equipos
- 2) Construcción de una junta multilateral
- 3) Completación de pozos multilaterales
- 4) Retrabajos

III. Ejemplos Concretos de Aplicación

- 1) Descripción de los casos
- 2) Análisis comparativo

IV. Análisis Económico

V. Conclusiones y Recomendaciones

VI. Anexos

VII. Bibliografía

CAPITULO I

POZOS MULTILATERALES – CONCEPTOS BÁSICOS

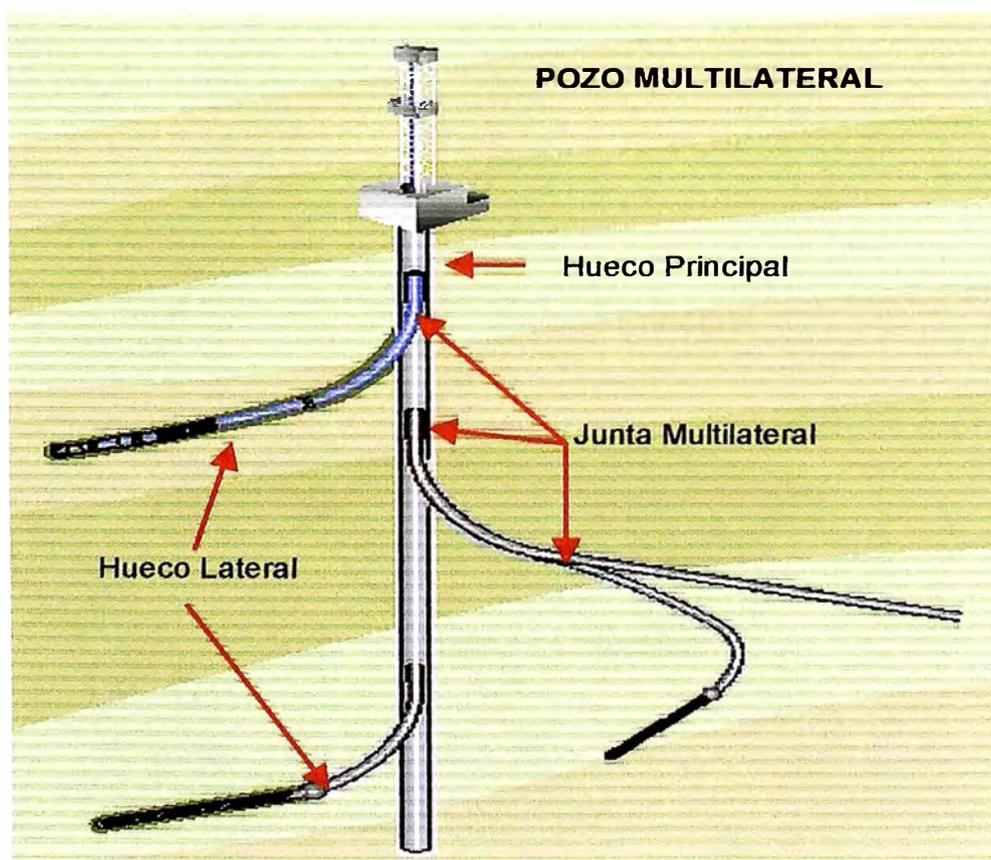
I.1 Definiciones

Pozo Multilateral

Un pozo es el medio de comunicación entre la superficie y el reservorio con el fin de extraer los fluidos del reservorio, o inyectar fluidos en él. Un pozo multilateral está diseñado de tal manera que de un hueco principal salen una o más ramificaciones (huecos laterales) que permiten alcanzar diferentes zonas de un mismo reservorio o producir distintos reservorios.

Tanto el hueco principal como los laterales pueden estar o no estar entubados.

FIGURA N° 1



Junta Multilateral

La junta multilateral es el lugar donde se unen el hueco lateral con el hueco principal. El tipo de juntura, la calidad o complejidad va a depender de las características de la formación en donde se construya y en mayor grado de los objetivos finales del pozo multilateral.

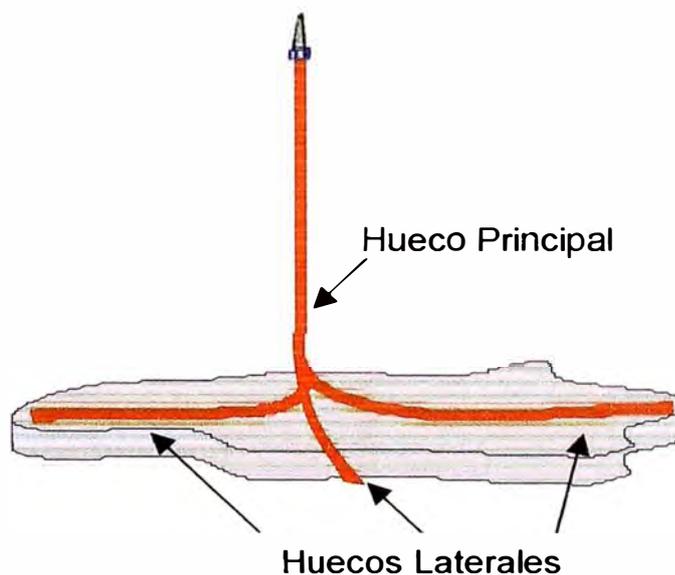
Configuraciones

La configuración del pozo multilateral o sea la geometría del hueco principal y sus laterales varían según el objetivo final del pozo. Así tenemos, entre las más comunes:

- *Ramificados*.- Son pozos laterales que se dirigen a zonas distintas de un mismo reservorio, su trayectoria busca maximizar las características de drenaje del reservorio.

FIGURA N° 2

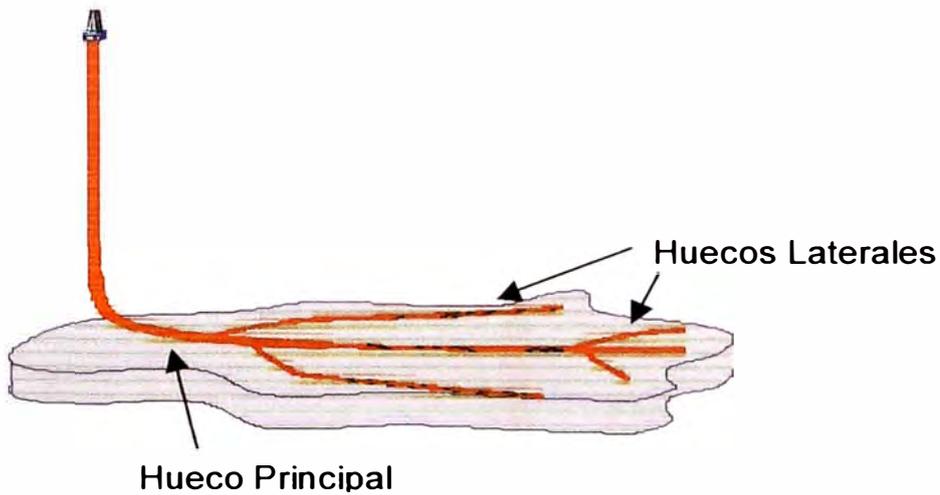
POZO MULTILATERAL RAMIFICADO



- *Espina de Pescado* ("Fish bone").- Son huecos perforados en forma lateral, ramificados desde un hueco principal horizontal.

FIGURA N° 3

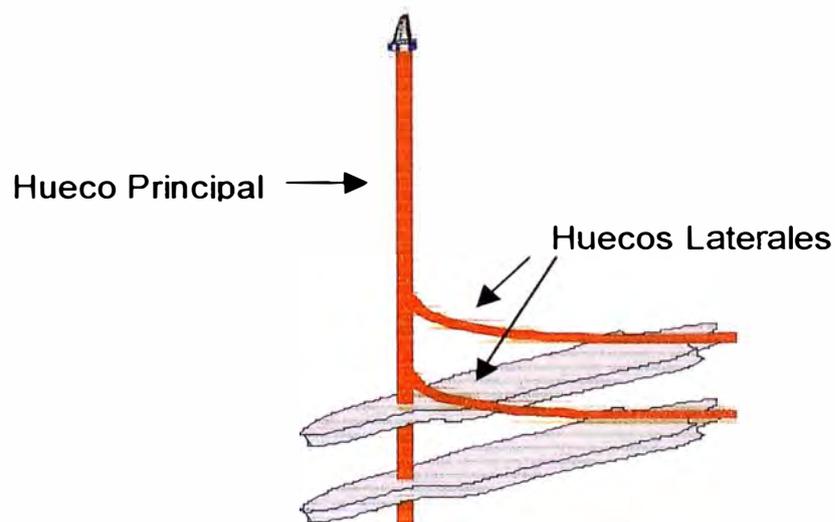
POZO MULTILATERAL DE ESPINA DE PESCADO



- Pozos Laterales Horizontales y Paralelos ("*Stacked*").- Son huecos perforados de tal manera que siguen la misma dirección dentro del reservorio.

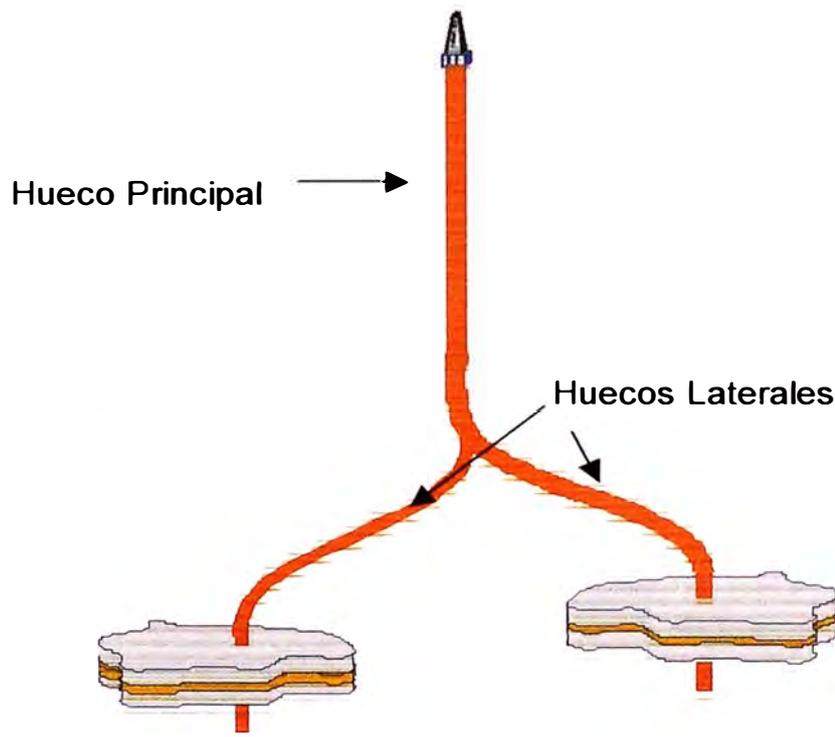
FIGURA N° 4

POZO MULTILATERAL "STACKED"



- *Duales Opuestos.*- Cuando el hueco principal es entubado con dos laterales horizontales dirigidos opuestamente entre si.

FIGURA N° 5
POZO MULTILATERAL DUAL OPUESTO



Sistema Recuperable de Perforación Multilateral

Es el conjunto de herramientas que usadas siguiendo un procedimiento planificado permiten crear una ventana en la tubería de revestimiento y acceder a las formaciones que están detrás de esta ventana mediante el uso de una sarta de perforación, creando así una junta multilateral. Estas herramientas están diseñadas para ser reusables después de darles cierto mantenimiento. Ninguna de estas herramientas debe obstruir la opción de acceder al hueco principal y sus laterales abiertos desde la tubería de revestimiento. Los sistemas recuperables de perforación multilateral están diseñados para garantizar el re acceso al pozo lateral cuantas veces sea necesario.

Sistema Recuperable de Completación Multilateral

Es el conjunto de herramientas que permiten completar un pozo multilateral. Estas herramientas deben ser compatibles con el sistema de perforación multilateral empleado y varían con el grado de complejidad del pozo multilateral. Son posibles de recuperar y cambiar en caso de presentarse fallas en la completación o a lo largo de la vida productiva del pozo en caso de ejecutarse retrabajos.

I.2 Clasificación

La clasificación actual de Juntas y Pozos multilaterales, denominada TAML (Technical Advancement Multilaterals) fue el resultado de la convención de 14 empresas con experiencia en esta tecnología multilateral. La clasificación adoptada fue la siguiente:

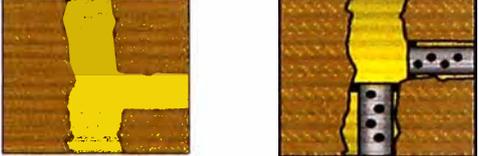
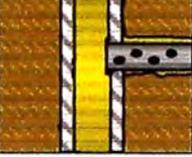
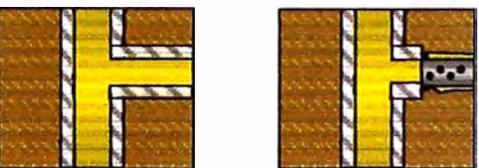
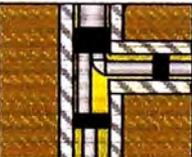
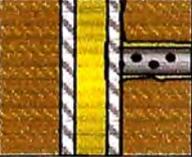
I.2.1 De Acuerdo al Rango de Complejidad de la Junta

La clasificación vigente de los pozos que usan la tecnología multilateral se basa en las características de la junta: una de ellas consiste en proveer un sello solo mecánico, otra es cuando se coloca un sello mecánico y otro hidráulico y cómo lo logra. Se ha establecido un consenso en la clasificación de pozos multilaterales (Ver Anexo 1), por el cual se ha dado valores numéricos (niveles) a los tipos de junta. Estos niveles van del 1 al 6 según la calidad o complejidad de la junta multilateral.

- *Nivel 1* Cuando el hueco principal es solo abierto (no hay tubería de revestimiento) y los laterales que nacen del principal también lo son. Estos laterales pueden estar o no completados con lana ranurada colocada a hueco abierto. Obviamente, no existe integridad mecánica ni hidráulica en la junta. Estas juntas se aplican en formaciones duras y apretadas, de preferencia en el mismo reservorio. No hay garantía de accesibilidad al lateral en el futuro.
- *Nivel 2* Cuando el hueco principal está revestido y cementado y los laterales se encuentran a hueco abierto. Puede completarse con lana ranurada que no esté en contacto con el hueco principal. En estos laterales, como en el caso anterior, esta lana no provee una integridad mecánica con la ventana abierta en el hueco principal revestido. Este tipo de junta se realiza generalmente en frente al intervalo productor, usando radios de perforación direccional de alto ángulo, lo que da una curvatura bastante brusca. Como ocurre en el caso anterior, no garantiza tampoco accesibilidad al lateral en el futuro.

- **Nivel 3** En este caso el hueco principal se encuentra revestido y cementado y la lana cuelga de la ventana creada, pero no está cementada. Solo existe integridad mecánica en la junta, los fluidos de la formación en donde se encuentra la ventana pueden entrar al pozo. Se construye de preferencia frente al intervalo productor. Esta junta sí garantiza accesibilidad al lateral.
- **Nivel 4** El hueco principal esta revestido y cementado. El lateral también esta revestido y cementado. Se logra así, una integridad mecánica e hidráulica en la junta multilateral, aunque esta va a depender de la calidad del cemento. Las presiones que soporta esta junta son bajas (hasta aproximadamente 500 psi dependiendo de la cementación). Sin embargo, permite aislar los fluidos de la formación donde se encuentra y garantiza la accesibilidad al lateral. Estas juntas posibilitan ubicar la desviación muy por encima de la formación productora, permitiendo diseñar laterales de radio largo y gran alcance.
- **Nivel 5** El hueco principal y el hueco lateral están cementados y revestidos como en la junta multilateral de Nivel 4, lográndose todos los beneficios de la misma. Sin embargo, se logra una alta integridad hidráulica usando un sistema de completación que involucra el uso de tres empaques de tal manera que la junta se encuentre aislada. Esta junta esta diseñada para altas presiones (hasta 5000 psi). El sistema de completación es totalmente recuperable (no es necesario moler metal), garantizándose la reacesibilidad al hueco principal y al lateral.
- **Nivel 6** Esta junta multilateral logra su resistencia a la presión por la misma tubería de revestimiento. No es necesario la completación para lograr una alta integridad hidráulica y mecánica. En este tipo de juntas se usa tecnología de tuberías expandibles. Los diámetros de los laterales son iguales, no sucede como en los niveles anteriores en que el lateral tiene que disminuir de diámetro para que pueda ser completado con lana. Se ha subdividido dentro de este grupo un *Nivel 6S* que esta conformado por un divisor de pozo (Conección en Y). En este tipo de junta la tubería no se hace colapsar para luego expandirla, sino que se perfora un hueco de mayor diámetro.

**FIGURA N° 6 - CLASIFICACION DE LOS POZOS MULTILATERALES
SEGUN LA COMPLEJIDAD DE LA JUNTA**

NIVEL	DESCRIPCION	ILUSTRACION
1	<p>Junta abierta / sin soporte</p> <p>Hueco principal y lateral abierto o con lana ranurada colgada en cualquiera de los huecos</p>	
2	<p>Hueco principal revestido y cementado / Hueco lateral abierto</p> <p>El hueco lateral puede ser abierto o con lana ranurada colgada en el hueco</p>	
3	<p>Hueco principal revestido y cementado / Hueco lateral solo revestido</p> <p>Lana lateral anclada en el hueco principal con un colgador pero sin cemento</p>	
4	<p>Hueco principal / Hueco lateral revestidos y cementados</p> <p>Ambos huecos estan cementados en la junta</p>	
5	<p>Juntura resistente a la presion</p> <p>Lograda mediante la completacion del pozo</p>	
6	<p>Juntura resistente a la presion</p> <p>Lograda mediante el revestimiento en la junta</p>	
6S	<p>Divertidor de pozo</p> <p>Pozo principal con dos laterales identicos de menor diametro</p>	

I.2.2 De Acuerdo al Sistema de Nomenclatura de Pozos y Juntas Adoptadas

Esta clasificación ha establecido un sistema de nomenclatura más elaborado para la descripción de un pozo multilateral. En este sistema se describe las características generales del pozo y las características y niveles de cada una de las juntas multilaterales (en caso de haber más de una) mediante un sistema de códigos alfanumérico.

Clasificación de los Pozos de Acuerdo con este Sistema

a) Pozo nuevo/ existente

Implica el uso de aplicaciones distintas de los sistemas de creación de juntas. Se usarán diferentes métodos para salir de la tubería de revestimiento del hueco principal y para lograr integridad de presión en la junta.

Códigos: Nuevo (N), Existente (E)

b) Numero de juntas

Contribuye significativamente a incrementar la complejidad del pozo. La mayoría de pozos hechos hasta la fecha han sido duales, pero su número aumentará con el desarrollo de la tecnología.

Código: numero (1, 2, etc.)

c) Tipo de pozo

Los requerimientos de un pozo productor son diferentes a los de un inyector, sobretodo en lo que respecta al nivel de integridad de presión que requiere la junta y las presiones ejercidas cuando el pozo es cerrado.

Código: Productor con levantamiento artificial (PA), productor con levantamiento natural (PN), inyector (IN), multipropósito (MP).

d) Tipo de completación

Describe la completación sobre los empaques de producción, la cual influye en el tipo de equipo que se necesita en la junta.

Código: Única (S), dual (D), concéntrica (C).

Descripción de la Junta de Acuerdo con este Sistema

a) Conectividad

En el caso de un pozo dual lateral, este valor sería el mismo que el nivel o rango de complejidad. Para pozos con más de una junta, cada junta tendrá su indicador de nivel, el cual puede o no ser el mismo para todas las juntas de un mismo pozo.

Código: niveles 1 al 6

b) Accesibilidad

Describe el nivel de re acceso buscado. A pesar que técnicas de "buscar" el lateral con un tubo doblado pueden ser usadas, si no existe ningún *datum* o plataforma (empaques o coples de encaje) colocada en el pozo desde donde pueda accederse a la ventana del lateral, en esta clasificación se los considerará sin capacidad de re acceso.

Código: Sin re acceso selectivo (NR), Re acceso al descompletar el pozo (PR), Re acceso a través de la tubería de producción (TR).

c) Control de flujo

Describe el grado de control sobre la producción o inyección de fluidos a través de la junta. El monitoreo incluye: presión, temperatura, flujo, producción de arena, depositación de scale, perfil de saturación, sísmica, integridad del pozo, corrosión.

Código: Ninguno (NON), selectivo (SEL), separado (SEP), con monitoreo remoto (REM), con monitoreo remoto y control (RMC).

I.3 Comparación con Tecnologías Alternas

La técnica de crear desvíos en la perforación o huecos laterales está considerada dentro de la clasificación anterior (Technology Advance Multilateral, TAML) como juntas de nivel 1.

El mayor y casi único beneficio es un mayor drenaje del reservorio. Nada más puede ser asegurado, a falta de una estructura de sostén. Requisitos como solidez del hueco y mantenimiento del mismo, re acceso con sarta de perforación, acceso con tubería enrollada, etc. no pueden ser garantizados en absoluto.

Los antecedentes de la tecnología multilateral actual fueron históricamente las desviaciones de pozos (Side Tracks), Las completaciones múltiples (Multiple Layer empleando "Coil Tubing") que significaban el abandono de el hueco principal, la perforación de pozos desviados y finalmente la de pozos horizontales.

I.4 Aplicaciones generales

a) Incremento del área de drenaje

El petróleo pesado debido a su viscosidad y su bajo API (que le otorga un bajo valor en el mercado) incrementa los costos normales de producción y refinación. Los operadores de este tipo de reservorios en Canadá, Venezuela y la ex Unión Soviética buscan la producción de grandes cantidades de crudo para lograr una explotación económica.

Para lograr este propósito final, la tecnología multilateral brinda la oportunidad de realizar cuantos huecos laterales o ramificaciones sean posibles en el reservorio. Como consecuencia los operadores ven que los sistemas multilaterales proveen grandes caudales de producción que incrementan la rentabilidad de explotación del petróleo pesado.

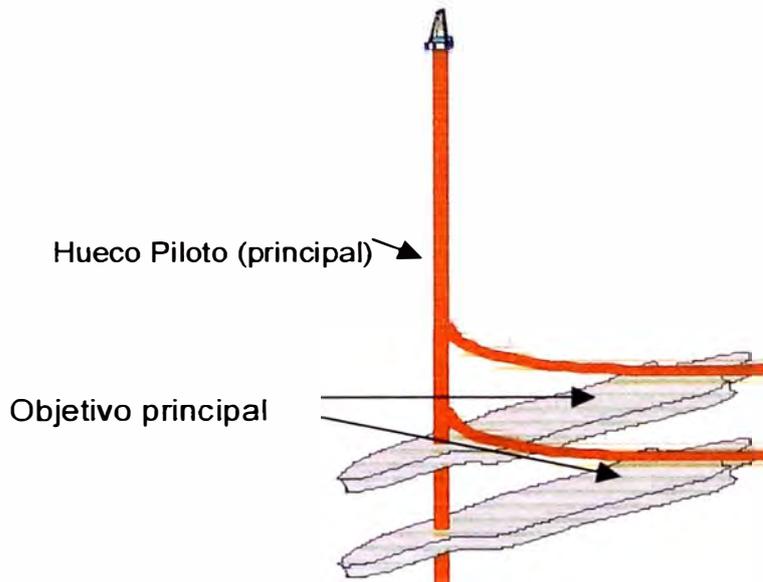
Los multilaterales también tienen gran aplicación en la explotación de hidrocarburos de formaciones "duras" o "apretadas" con baja porosidad y permeabilidad, tales como la formación Mogollón en el Noroeste peruano.

b) Formaciones productoras en serie o zonas múltiples

En muchos casos, los reservorios se encuentran subdivididos en compartimientos y capas con unidades geológicas de flujo de forma irregular. Un pozo multilateral puede alcanzar múltiples zonas dentro de un reservorio dado, y muchos reservorios dentro de un yacimiento dado, reduciendo drásticamente los costos de perforación, producción y exploración. Un pozo multilateral puede ser colocado en el medio de una zona de arenas en serie o una zona múltiple, perforándose un hueco principal vertical, del cual nacen, varios laterales horizontales desde distintos puntos del hueco principal.

Un pozo multilateral puede ser usado también para inyectar agua creando una fuente de presión de tal manera que el frente de empuje empiece de manera aproximadamente paralela.

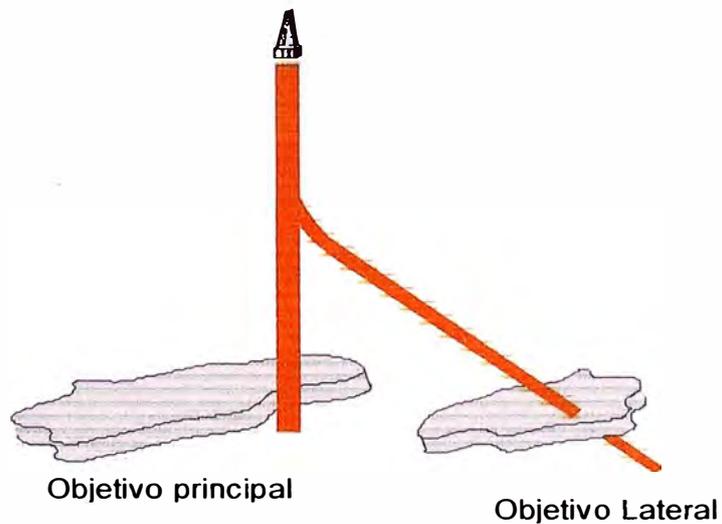
FIGURA N° 7
APLICACIÓN EN RESERVORIOS EN SERIE



c) Compartimentalización

Cuando un yacimiento está dividido en compartimientos o bloques debido a numerosas fallas verticales, las compañías operadoras sólo pueden alcanzar cada zona colocando un pozo convencional. El uso de la tecnología multilateral permite al operador colocar un pozo en medio del área fallada y perforar desde el hueco principal a los compartimientos del yacimiento.

FIGURA N° 8
APLICACIÓN EN BLOQUES FALLADOS



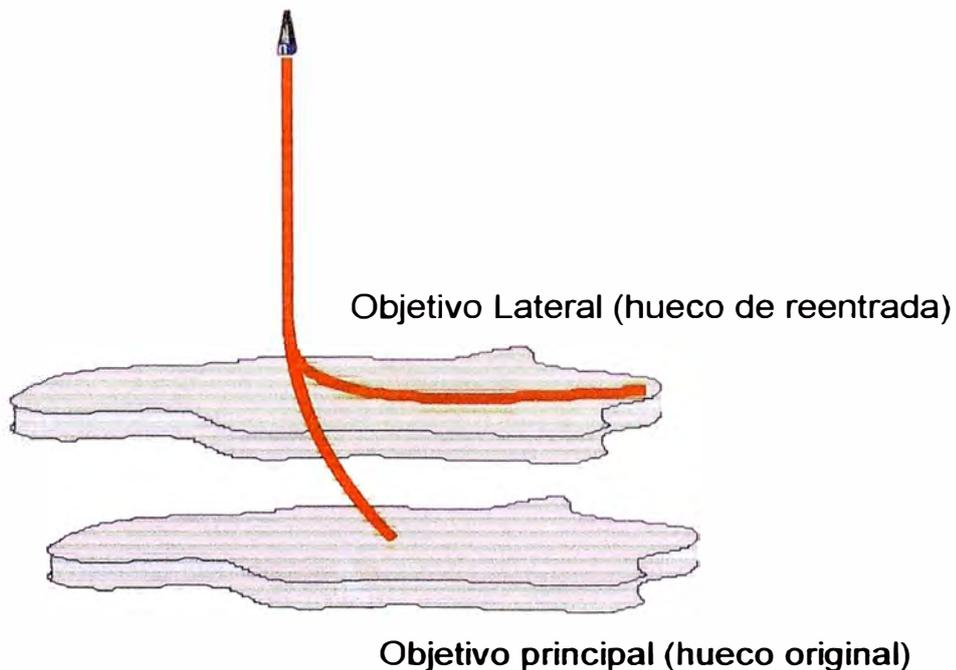
d) Re-entradas

El beneficio de un reingreso a un pozo ("Reentry") es extender el ciclo de vida de un pozo existente. A través de un pozo ya existente, la compañía operadora puede perforar una rama lateral para alcanzar nuevos reservorios o reservas adicionales dentro del mismo reservorio.

La ventaja de evitar perforar la misma cantidad de pies hasta el fondo del reservorio salva tiempo y dinero, extrayéndose un mayor retomo del pozo. El riesgo que implica atravesar zonas peligrosas (arcillas deleznales, formaciones con alto contenido de gas sulfhídrico, formaciones extremadamente permeables, etc.) se ve anulado al usarse el pozo original para, a través de él, llegar hasta otras zonas del reservorio. En reservorios en plena explotación, se pueden identificar zonas adicionales o incluso reservas marginales que pueden cobrar valor económico usando un pozo multilateral. Esta aplicación usa los equipos ya instalados y permite el despliegue de las últimas técnicas de perforación y completación.

FIGURA N° 9

APLICACIÓN EN POZOS DE REENTRADA

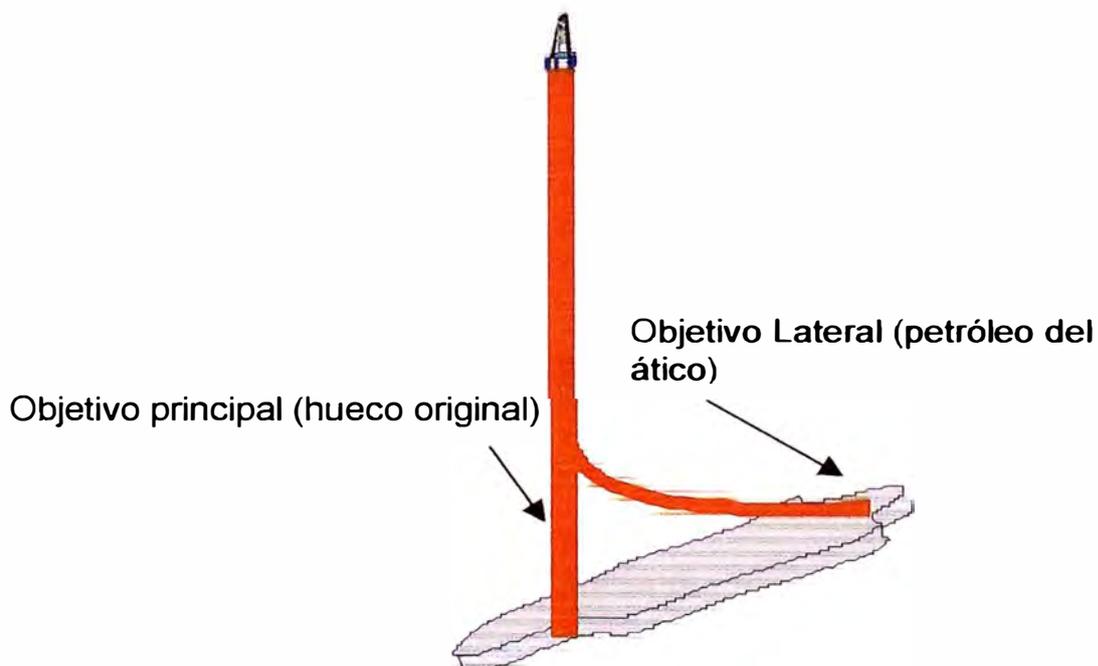


e) Recuperación de Petróleo del Ático

Cuando se encuentran los hidrocarburos atrapados en ciertas zonas aisladas del reservorio llamadas áticos o "pinch outs", arriba de las perforaciones más someras de un pozo vertical, o cuando debido a un mecanismo de empuje por agua el pozo original vertical aumenta su corte de agua dramáticamente, el resultado final es la pérdida del pozo debido a razones económicas. La tecnología multilateral permite salir de uno de estos pozos verticales existentes para alcanzar y recuperar el petróleo y gas atrapado en el ático del reservorio.

FIGURA N° 10

APLICACIÓN EN RECUPERACION DE RESERVAS ATRAPADAS



f) Aprovechamiento del espacio

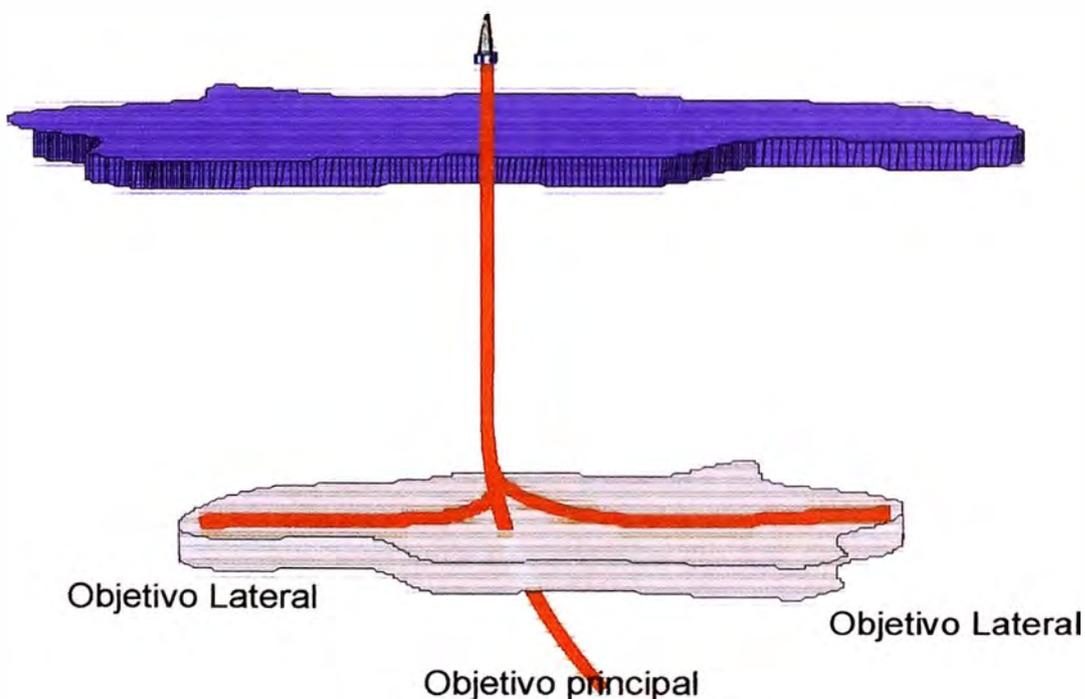
En plataformas marítimas o lacustres, especialmente en aquellos yacimientos situados en aguas profundas, el espacio disponible para perforar está confinado al mínimo. Se puede llegar a un cuello de botella en el que para salvar la viabilidad económica del proyecto se tiene que perforar más pozos, pero el costo de instalación de más plataformas es anti-económico para la empresa operadora. El uso de pozos multilaterales

soluciona el problema de manera viable, usando los pozos existentes para alcanzar zonas nuevas del reservorio.

Otro caso de espacio limitado puede presentarse en áreas de gran dificultad geográfica y riqueza biológica como en el caso de selvas, pantanos, en las cuales, usando la tecnología multilateral con ayuda de la perforación extendida se pueden reaprovechar las locaciones existentes, y evitar un impacto ecológico mayor.

FIGURA N° 11

APLICACIÓN PARA APROVECHAR EL ESPACIO DISPONIBLE



g) Reducción de facilidades en superficie

En áreas remotas (desiertos, zonas polares, etc.) donde los costos de producción son muy altos, debido a la dificultad de instalación de líneas de flujo a cada pozo, costos de cabezales de producción y otros bienes, se puede conseguir un incremento sustancial de producción y un ahorro efectivo en las facilidades de producción.

Los costos de producción y todos los problemas que pueden acarrear un número excesivo de pozos son también minimizados.

CAPITULO II

TECNOLOGÍA MULTILATERAL

II.1 Descripción de herramientas y equipos

Los sistemas multilaterales recuperables empleados en la actualidad se caracterizan por la utilización conjunta de herramientas conocidas ampliamente en la industria del petróleo: taponés, empaques, cuñas deflectoras, etc. en combinación con herramientas nuevas diseñadas expresamente con el fin de garantizar la construcción, acceso y re acceso a los pozos multilaterales. Muchas de estas herramientas nuevas no son sino versiones mejoradas de las ya existentes o modificadas para cumplir un propósito determinado.

Esta coyuntura entre herramientas convencionales y específicas junto al uso asociado de una variedad de tecnologías paralelas desarrolladas en los últimos veinte años: Perforación dirigida, perforación de largo alcance, perforación de radio corto, tecnología de tubería enrollada, tuberías expandibles además de las ya existentes: cementación convencional y por etapas, operaciones a cable, evaluación de pozos, etc. dan una versatilidad muy amplia a los sistemas de perforación y completación multilateral. Es en este sentido que dependiendo de la combinación de herramientas y procedimientos, agrupados bajo el nombre de "sistemas de perforación o completación multilaterales", se pueden lograr los diferentes objetivos que implican la creación de un pozo multilateral.

A continuación se hará una descripción de las principales herramientas usadas en los más recientes sistemas de perforación y completación multilateral para luego describir los procedimientos a seguir para su operación, en las que estas se emplean para crear juntas multilaterales.

Los procedimientos de construcción de juntas multilaterales y completación de las mismas pueden ser válidos tanto en pozos nuevos como en pozos ya existentes dependiendo del sistema multilateral usado y pueden ser usados para diferentes niveles de complejidad de la junta.

Se explicaran estas operaciones multilaterales según el escenario dado. Se expondrá también las distintas operaciones de retrabajo que estos sistemas multilaterales permiten al usuario de esta tecnología.

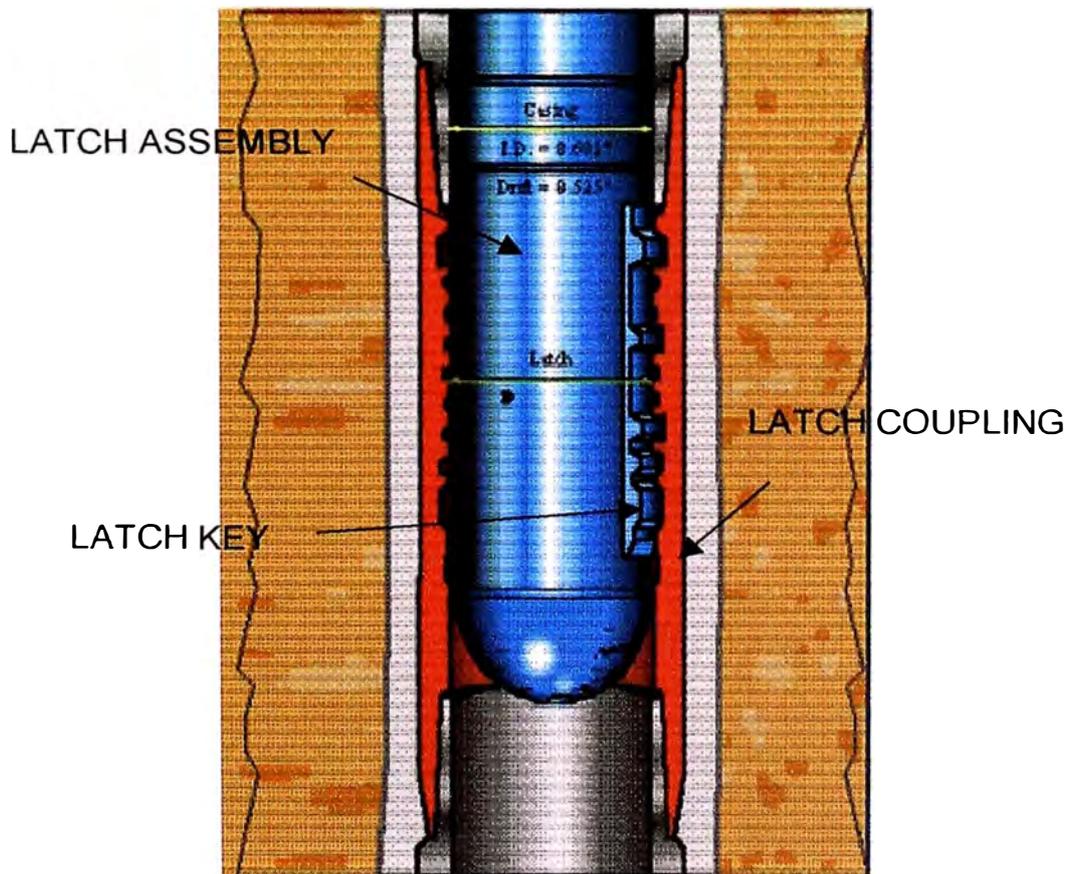
a) Herramientas usadas en la construcción de una junta multilateral

- Cople de encaje y llaves de encaje (“Latch Coupling” & “Latch Key”)

Estos dos componentes son fundamentales en los sistemas recuperables multilaterales. El cople de encaje es un cople de revestimiento con un perfil interior especial que va a servir de asiento a todas las herramientas bajadas al pozo que incluyan un conjunto de llaves de encaje. Este perfil está diseñado de tal manera que solo hay una posición única en la cual las llaves encajan en el cople, denominada cara del cople. De esta manera cualquier herramienta bajada en el pozo que posea estas llaves al encajar en el cople estará siempre orientada hacia la misma dirección, no importa cuantas veces se retire y se baje de nuevo al pozo.

FIGURA N° 12

DIAGRAMA DE COPLE Y ENSAMBLAJE DE ENCAJE



El perfil del cople de encaje es un receso en el diámetro interno del cople, así que no provoca ninguna restricción adicional en el calibre interior de la tubería de revestimiento. Las llaves de encaje están montadas sobre un conjunto de anillos de amortiguamiento que las mantienen expandidas hacia afuera. Cuando se bajan en la tubería de revestimiento están en compresión. Para encajar en el cople se rota la herramienta deseada con su conjunto de llaves de encaje hasta que se encuentre el receso determinado para cada una de ellas en donde pueden expandirse con libertad.

La ubicación del receso se va a dar por un incremento en el valor del torque de rotación libre de la sarta que se esté bajando. Solo se confirma que el encaje ha sido positivo al sentar peso sobre el cople. La manera de salir del cople de encaje es sólo tirando hacia arriba la herramienta con sus llaves de encaje de tal manera que el sistema de amortiguamiento ceda y las llaves entren en compresión. Para cruzar el cople en caso de querer dirigirse a una profundidad mayor dentro del pozo sólo basta estar no alineado con los recesos especiales para que las llaves de encaje crucen sin expandirse totalmente ni poder sentar peso sobre el cople.

Los tamaños de llaves de encaje y coples diseñados y usados en la actualidad son para tuberías de revestimiento de 9 5/8" y 7". El peso que se puede sentar sobre estos coples cuando las llaves están encajadas llega a exceder los fines para los cuales fueron diseñados, pero usualmente se trabaja con valores entre 50000 y 70000 libras.

- **Tubería de revestimiento con ventana premolida**

Consiste en una pieza de tubería convencional de revestimiento en la que se ha abierto un hueco a lo largo de ella. Este hueco o ventana está tapado con una camisa protectora de tal manera que el conjunto posea integridad hidráulica a la hora de cementar la tubería de revestimiento.

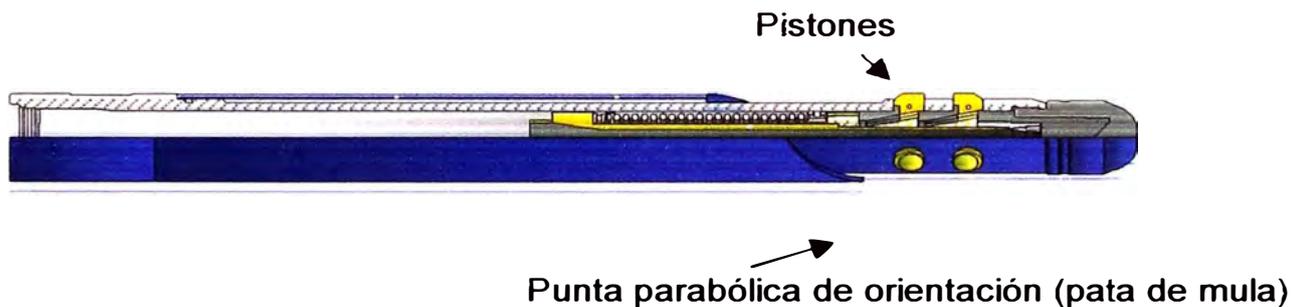
La ventana está recubierta exteriormente por una capa de polímero resistente y el espacio entre este recubrimiento y la camisa de metal se llena con un fluido para evitar que los fluidos al interior de la tubería de revestimiento drenen al exterior. La camisa posee una pata de mula en su parte superior y un conjunto de huecos diseñados para que se pueda recuperar. Está unida a la tubería con ventana por unos pines de metal. La tubería con ventana premolida viene con un cople de encaje en su parte inferior formando un conjunto básico de un sistema recuperable multilateral.

- **Herramienta hidráulica de recuperación**

Es un ensamblaje de forma cilíndrica y punta parabólica que va a permitir recuperar la camisa de la tubería con ventana premolida. Posee un juego de pistones que se encuentran normalmente expandidos, los cuales se contraen hasta esconderse al hacer circular fluidos a través del cuerpo de la herramienta. Estos pistones encajan en los huecos de la camisa de metal. El alineamiento de los pistones con los huecos es posible gracias a la pata de mula en el tope de la camisa cuyo inverso está sobre el cuerpo de la herramienta hidráulica. Esta herramienta sirve también para bajar y recuperar otras herramientas que se corran en el pozo siempre que sus topos: huecos y pata de mula hagan juego con esta herramienta hidráulica.

FIGURA N° 13

HERRAMIENTA HIDRÁULICA DE RECUPERACION



- **Cuña deflectora**

Es la herramienta multilateral más conocida, sin embargo, sus características han variado mucho desde que se inventó. El diseño básico consiste en una rampa con un ángulo de 3 grados que permite guiar el efecto cortante de un fresador o moedor hacia las paredes de la tubería de revestimiento. Una vez abierta la ventana esta rampa o cuña deflectora va a servir de soporte o plataforma de salida para todas las herramientas de perforación que se corran a través de la ventana abierta. La cuña deflectora usada en los sistemas recuperables de perforación multilateral posee un juego de llaves de encaje para ser usados con el cople de encaje.

Otros componentes son el sello para cemento que evita que las llaves de encaje queden cementadas durante la operación de cementación de la lina lateral, la válvula check que permite flujo solo hacia arriba, impidiendo también que el cemento vaya a caer por el agujero interno de la cuña. Este agujero interno permite enganchar la herramienta para bajar la cuña deflectora. El último

componente importante son las cuñas o “Collet” dentado de pesca. Este “Collet” se activa al sentar peso sobre el anillo de asiento que está debajo de él. Su objetivo es adherirse a las paredes del Barril de lavado para poder pescar la cuña deflectora.

FIGURA N° 14

CUÑA DEFLECTORA



Cara deflectora

Indicadores/centralizadores de jebe

Collet de Recuperacin

Ensamblaje de Encaje

- **Barril de lavado**

Consiste en un tubo de pared delgada que termina en un moedor de cara plana. Posee una canasta para derrubios en la parte superior y una pared de sierra en su diámetro interior. Su función es doble: efectuar el lavado de la junta de transición de la lina dentro de la tubería de revestimiento en el huevo principal y recuperar la cuña deflectora que se encuentra encajada en el cople de encaje.

- **Overshot**

Es un barril provisto con un espiral de enganche que agarra a la cuña deflectora en la mitad de su cuerpo. A mayor tensión este espiral se cierra más fuerte sobre el diámetro externo de la cuña.

- **Gancho de recuperación**

Sirve para recuperar la cuña deflectora en caso de que esta no se halle cementada. Se engancha a la cuña a través de un hueco que se encuentra en el reverso de la cara de la herramienta.

- **Arpón**

Consiste en un arpón convencional de pesca de tubulares, que está diseñado para entrar y agarrarse del diámetro interior del agujero que atraviesa la cuña deflectora.

- **Herramienta para colocar y cementar lina en junta de nivel 4**

La lina es bajada y cementada en una sola corrida, para esto se usa una herramienta que sostiene la lina de su parte superior mediante un cople de conexión.

El final de la lina es llamado junta de transición y es un tubo de lina de pared más delgada y con un bisel abierto en su parte superior para facilitar la entrada de los equipos que se bajen por ella. En el cople de conexión se encuentra insertado un tapón de desplazamiento del mismo tamaño que el diámetro interno de la lina.

- **Herramienta para bajar y colgar lana lateral en junta de nivel 3**

La lana es bajada con una herramienta que sostiene a toda la por su parte superior mediante un cople de conexión. El primer tubo de lana, o sea el que esta a la entrada del lateral es llamado junta o tubo de transición. A diferencia del tubo de transición para juntas de nivel 4, este va colocado a través de la junta. En su parte superior tiene un collet que va a permitir colgarlo de un cople asiento ubicado por encima de la ventana de salida del hueco principal. El cople asiento permite colgar la lana pero no da orientación como lo hace el cople de encaje. La parte superior del tubo de transición tiene una pata de mula alineada con la apertura en la parte inferior del mismo. La herramienta para bajar la lana en una junta de nivel 3 se desconecta hidráulicamente de el cople de conexión.

- **Maquina moledora**

Esta herramienta consiste de un fresador de aspas diseñado para atacar las paredes de al tubería de revestimiento de manera perpendicular. Este fresador o moledor viene montado sobre una canaleta guiadora de una longitud especifica. El moledor está enganchado al ensamblaje principal por un pistón, el cual se comprime hidráulicamente liberando el moledor. El moledor se hace rotar desde superficie. La maquina moledora posee al final de la canaleta un juego de llaves de encaje que le permite usarse con todas las demás herramientas multilaterales.

La geometría de la ventana resulta controlada y garantizada por el recorrido fijo del moledor a través de la canaleta. Se añade a esta herramienta un colador en su parte inferior para recuperar los recortes dejado por la operación de molido.

- **Cuña deflectora con fresadora**

Consiste en una cuña deflectora unida a un fresador por un pasador. La cuña deflectora posee todas las características y componentes ya mencionados: sello para el cemento, cuñas de pesca para el barril de lavado, desconexión de emergencia, válvula "check" de lengüeta. La tuerca que une el fresador resiste esfuerzos de torsión, tensión y compresión, de tal manera que las llaves de encaje de la cuña deflectora puedan ser colocadas en el cople de encaje.

b) Herramientas usadas en la completación de un pozo multilateral

- **Tapones de tubería**

El tapón es un medio mecánico de bloquear la tubería del pozo. Su uso puede deberse a razones estrictamente de seguridad o como medio para sentar una herramienta, un empaque por ejemplo. Existen tapones recuperables y desechables.

Los tapones sirven como un medio para controlar la presión del reservorio una vez que se ha bajado la tubería de producción, otros son usados mientras se baja la tubería, a manera de una válvula flotante la cual permite bombear hacia el hueco pero bloquea el ingreso de los fluidos del reservorio hacia la tubería. Cuando se usan para instalar empaques, su función, es crear una barrera en la tubería de tal manera que se pueda levantar presión para activar los elementos y las cuñas del empaque.

Los tapones de tubería recuperables pueden ser bajados con cable, constan de un mecanismo de llaves que les permiten instalarse en niples asiento colocados en la tubería de producción. Estos son luego pescados con cable una vez acabada su función. Su limitante es que sólo pueden ser usados en pozos con ángulos no mayores a 45 grados. Una variación a este método consiste en bajar tapones previamente instalados en los niples asientos de la tubería y luego pescarlos.

Los tapones desechables son también bajados con la tubería de producción durante la completación del pozo, pero no son recuperados al final. Consisten en un bloque de metal adherido en medio de un tubo, sostenido por pines de bronce, los cuales se romperán a cierto valor de presión. Son usados en pozos de ángulos mayores a 45 grados. Otro tipo de tapones desechables son los que están hechos de vidrio o cerámica, los cuales son ideales para pozos horizontales porque no dejan residuos de metal en la entrada de la tubería.

Los tapones de vidrio son capaces de resistir 10000 psi de presión, suficientes para sentar la mayoría de los empaques que son activados con 3000 psi. Estos tapones pueden ser destruidos por ciclos de presión o rompiéndolos con tubería enrollada, o también golpeándolos con martillos mecánicos a cable si están colocados en pozos verticales.

- **Empaques**

Un empaque consiste básicamente en un elemento elástico empotrado en un eje de tubería. Este elemento elástico es bajado al pozo y luego activado de tal manera que el espacio anular del hueco quede sellado, creando así una barrera hidráulica entre la zona superior al elemento elástico y la zona inferior al mismo. La composición del elemento utilizado para sellar, así como del metal que compone el cuerpo de la herramienta va a depender de los fluidos presentes en el pozo.

Los empaques son usados tanto en huecos abiertos revestidos, su mecanismo de activación puede ser hidráulico o mecánico y son bajados en el pozo mediante tubería de perforación, de completación o solo a cable eléctrico. Según su diseño y función pueden ser recuperables o permanentes.

En los huecos abiertos su función puede ser la de una barrera temporal para evaluar la presión de la formación y sus fluidos (Empaque de evaluación en una sarta DST-TCP). También puede servir como barrera permanente del anular cuando se requiere cementar por etapas la tubería de revestimiento (Empaque de una herramienta de cementación por etapas).

En los huecos entubados la presencia del empaque está ligada con la completación del pozo. Son un medio de anclar la tubería de producción y de controlar la energía del reservorio. Estos empaques además del componente elástico básico (el cual puede estar diseñado como una sola pieza o como varias piezas individuales), se agarra a la tubería de revestimiento por un sistema de cuñas dobles que van a anclar el sello. Las cuñas inferiores soportarán los esfuerzos tensionales hacia abajo, es decir el peso del empaque mismo y la tubería que de él cuelgue, así como la columna hidrostática que se encuentra sobre el elemento ya expandido. Las cuñas superiores soportarán los esfuerzos tensionales hacia arriba producidos por la presión de los fluidos del reservorio sobre el área anular sellada, no permitiendo al elemento elástico regresar a su posición original.

Los empaques hidráulicos son aquellos cuyo elemento elástico y cuñas son activadas mediante un mecanismo de pistón. Se coloca una barrera (tapones o asientos de bola) en la tubería de perforación o de producción y se ejerce presión a lo largo de la misma, lográndose un efecto pistón en el empaque, el cual va a expandir las cuñas inferiores hacia afuera del cuerpo de la herramienta, de tal manera que estas queden insertadas en las

paredes de la tubería de revestimiento. Estas cuñas van a actuar en contra del movimiento vertical hacia abajo creado por la fuerza hidráulica del pistón permitiendo que el elemento elástico sea deformado, contrayéndose en longitud pero expandiéndose en perímetro. Posteriormente las cuñas superiores se adherirán hacia afuera del cuerpo de la herramienta, impidiendo que el efecto pistón regrese a su posición original una vez terminada la presión de activación.

Los empaques mecánicos consisten por lo general en un mecanismo de cerradura y llave. Esto es, mediante rotación, un pin recorrerá una hendidura en el cuerpo del empaque haciendo que las cuñas inferiores salgan fuera del cuerpo de la herramienta. Luego se aplicará peso a la sarta permitiendo la expansión del elemento elástico y la activación de las cuñas superiores. Este mecanismo de activación es recuperable y es típico de los empaques de evaluación de pozos entubados.

Los empaques permanentes de completación son aquellos que sólo pueden ser recuperados moliendo la parte superior de la herramienta hasta que las cuñas superiores no restrinjan más el movimiento vertical hacia arriba, de tal manera que se pueda tirar del resto del cuerpo del empaque hasta recuperarlo. Generalmente son hidráulicos y resisten grandes tensiones axiales. Su gran desventaja consiste en la manera de retirarlo del hueco, por la cantidad de desechos que genera al molerlo.

Los empaques recuperables de completación poseen un mecanismo de activación hidráulico más complejo y por lo tanto más costoso. Su ventaja es que las partes son fácilmente intercambiables y para recuperarlo del hueco solo se necesita bajar la herramienta de recuperación que corresponda. Por lo general el sistema de recuperación consiste en desactivar por medios mecánicos el soporte de las cuñas superiores, permitiendo la relajación del elemento elástico. Luego, al tirar de todo el cuerpo de la herramienta, las cuñas inferiores también se retraen y el empaque queda libre para ser sacado del hueco. No quedan residuos en el hueco así que son ideales para pozos horizontales.

En pozos con ángulos de desviación muy pronunciados (mayores de 50 grados) y en pozos horizontales, los empaques hidráulicos de completación tienen que tener un mecanismo adicional que permita rotar toda la sarta en caso de ser necesario cruzar obstrucciones (tope de lanas, restos de herramientas de cementación por etapas) o en caso de tener que insertar la cola del empaque dentro de otra herramienta bajada previamente al hueco.

Este mecanismo denominado antirotatorio va a consistir en un pieza vertical fija que impide movimientos rotacionales entre el empaque y la herramienta que sirve para bajarlo.

También pueden clasificarse los empaques según el número de sargas que pueden sostener. Así tenemos empaques simples, dobles o triples.

- **Ensamblaje de sello (“Seal Assembly” y Receptáculo de sello (“Sealbore”)**

Con el fin de establecer una continuidad en la tubería de producción luego de instalado un empaque, se usa un juego de ensamblaje y receptáculo de sellos. El receptáculo de sellos es el final de la tubería de producción colocada como continuación de un empaque. Este ensamblaje de sellos va a ir insertado en una porción de tubería especial de paredes interiores pulidas llamada receptáculo de sellos. Los sellos entre ambos van a establecer el aislamiento hidráulico necesario para que los fluidos producidos no escapen por el anular. Por eso la importancia de que estos no sean dañados en ningún momento al bajarse en el hueco.

- **Ensamblaje de sellos con camisa de protección**

Con el fin de cruzar la junta con el ensamblaje de sellos, se lo recubre a éste con una camisa protectora. Esta camisa protectora va a tener un diámetro específico, que le permite acceder al hueco lateral a través del Deflector dual de producción a la vez que protege los sellos.

La camisa cumple una tercera función que es servir como guía de espaciamiento. En el diámetro exterior de la camisa existe un rebose que va a encajar en una pequeña lana colocada justo encima del empaque lateral. Este rebose o localizador va a sentarse sobre su pieza complementaria en la lana permitiendo saber si el espaciamiento planificado para la tubería es el correcto.

- **Deflector dual de producción**

El deflector consta de dos partes principales: un receptáculo de sellos en un eje central inferior, el cual va a establecer la continuidad de la sarga de producción en el hueco principal, y una cara o cuña deflectora, en un eje central superior, para permitir deslizar la tubería de producción hacia el hueco lateral. Esta herramienta se instala en el cople de encaje, el cual va garantizar la correcta alineación de la cara deflectora con la entrada del

hueco lateral. La herramienta usada para bajar y/o recuperar el deflector actúa de manera similar a la herramienta hidráulica de recuperación de camisas en las ventanas premolidas.

- **Conexión en Y**

Es una herramienta que va a permitir la unión de la tubería de producción del hueco principal con la del hueco lateral. Vienen diseñadas con dos salidas de 3 1/2" que se juntan en una tubería de 4 1/2". El cuerpo de la herramienta tiene niples y receptáculos con paredes pulidas por encima y por debajo de la entrada a la tubería lateral. Estos niples van a permitir colocar herramientas de re acceso (cuñas deflectoras) y control de flujo del lateral (camisa aislante).

- **Ventana de Re-entrada**

Es básicamente, una ventana en la tubería de producción con dos receptáculos de sellos por encima y por debajo de la misma, además de niples para la colocación de herramientas. Sería el equivalente a una conexión en Y para completaciones de Nivel 2.

Existen dos versiones:

La primera sería para pozos con cople de encaje instalado, por lo que esta herramienta contiene el sistema de llaves de encaje correspondiente. Es compatible por lo tanto con los sistemas de creación de juntas multilaterales que usen las herramientas mencionadas anteriormente y su alineación con la ventana de la tubería de revestimiento estaría garantizada.

La segunda es compatible con cualquier ventana abierta por métodos convencionales. Esta versión se denomina Ventana de Re-entrada Auto alineable y el componente adicional que posee es una chaveta desplegable a presión (hidrostática o ejercida desde superficie) que va a expandirse totalmente al encontrarse el hueco de la ventana ya creada en la tubería de revestimiento.

c) Herramientas de producción

- **Cuña deflectora para tubería de producción**

Esta herramienta es bajada a cable o tubería enrollada y va a ser colocada en los niples de la Conexión en Y, o en la Ventana de Reentrada. Su función es permitir el acceso con tubería enrollada al hueco lateral entubado o no entubado.

- **Camisa de aislamiento**

Esta camisa es consiste de un tubo con sellos en sus extremos y un collet en su extremo superior o en el inferior que le permite fijarse en los nipples de la Conexión en Y o en la Ventana de Reentrada. Existe una versión de la misma que posee un orificio en su cuerpo medio para restringir la entrada de fluidos del hueco lateral.

- **Deflector de retrabajo**

Este deflector esta diseñado para retrabajos, permitiendo acceder al hueco lateral con tubería enrollada o tubería de perforación. Consta de una cara de deflexión, el sistema de llaves de encaje y es bajado con una herramienta hidráulica de recuperación. La misma herramienta usada para pescar la camisa de acero en una ventana premolida.

II.2 Construcción de una junta multilateral

a) Junta multilateral con ventana premolida

Se va a describir a continuación la construcción de una junta multilateral de nivel 4 en un pozo nuevo. Esta junta implica ya la creación a través de las diferentes etapas de su construcción de una junta de nivel 2.

- **Planificación del pozo**

La trayectoria del hueco principal, así como de sus laterales es planificado en conjunto. Los objetivos a ser alcanzados por cada lateral son definidos por los geólogos y reservoristas. Se decide la posición y orientación de la ventana (o las ventanas) en el diámetro de tubería de revestimiento a usarse en el hueco principal en base a los objetivos planificados. Esto es, cuál va a ser la profundidad y la dirección al empezar el lateral, de tal manera que se obtenga un radio de perforación óptimo para acceder al reservorio. Además, se preferirá ubicar una formación impermeable (lutitas compactas) donde colocar la ventana para ayudar a evitar cualquier flujo de fluidos hacia el hueco a través de la junta.

- **Instalación de la tubería de revestimiento con ventana premolida**

Se baja la tubería de revestimiento con la ventana premolida en el lugar planificado dentro de la sarta de revestimiento. Una vez en la profundidad planificada se alinea la cara de la tubería con ventana premolida hacia la trayectoria planificada para alcanzar el objetivo en el reservorio. Esta operación se realiza bajando la herramienta orientadora a cable y un giroscopio. La herramienta orientadora posee una pata de mula negativa que encaja con el positivo en la parte superior de la camisa interna de la ventana premolida. Se toman diversas lecturas de la orientación con el giroscopio y se va rotando la sarta de revestimiento hasta alcanzar la orientación deseada para la ventana. Este proceso se hace en un solo punto del pozo o en varias etapas mientras se va bajando la sarta de revestimiento.

- **Recuperación de la camisa protectora**

Luego que la sarta de revestimiento ha sido cementada y el cemento ha fraguado. Se baja con la Herramienta hidráulica de recuperación para recuperar la camisa interna de la ventana. Los pistones de esta herramienta se alinean con los agujeros en la camisa interna usando el mismo principio de pata de mula que en la Herramienta Orientadora. Una vez enganchado los pistones, toda circulación es suspendida y se tira de la camisa hasta romper los pines que la mantienen fija al tubo de revestimiento.

- **Instalación de la cuña deflectora**

Se baja la cuña deflectora, la cual va a encajar exactamente en el cople de encaje que se encuentra en la ventana premolida. Las llaves de encaje vienen en la misma combinación que el cople, por lo tanto la orientación de la cara de la cuña está garantizada una vez que se encajaron las llaves de encaje. El procedimiento de encaje es el mismo descrito en la sección anterior: rotando justo sobre el cople de encaje hasta que se note un torque mayor al torque de rotación libre y luego, sentando peso sobre el cople.

La cuña deflectora es instalada con una herramienta tubular y hueca que está adherida al interior de la misma mediante pines. Al encajarse en el cople, se levanta presión en la herramienta de bajada hasta quebrar estos pines, la cuña deflectora se libera entonces de su herramienta de bajada.

- **Perforación del hueco lateral**

El siguiente ensamblaje es una sarta normal de perforación direccional. El hueco lateral se perfora según la trayectoria planificada. La ventana puede ser cruzada cuantas veces sea necesario por todas las herramientas que calibren en el tamaño de tubería de revestimiento del hueco principal. Si el pozo se da por terminado luego de esta perforación, se tratará de una junta multilateral de nivel 2. En ese caso, el siguiente paso sería recuperar la cuña deflectora, ya sea con el barril de lavado o con el arpón o el gancho, ya que no hay cemento ni tubería de transición.

- **Revestimiento y cementación del hueco lateral**

Se baja la lina del hueco lateral con la herramienta corredora de lina. Cuando la herramienta toca la punta de la cuña deflectora significa que toda la lina está insertada dentro del hueco lateral. Se abre circulación y se bombea los fluidos lavadores, luego el cemento es empujado por un dardo barredor del mismo diámetro de la sarta de perforación con la que se ha bajado la herramienta corredora de lina. El dardo barredor se inserta en el tapón de desplazamiento y mediante presión lo libera de los pines que lo mantienen unido al conector. El tapón desplaza el cemento hasta el collar flotador al final de la lina. La cantidad de cemento se planifica para que exceda por sobre la tubería de transición para lograr una buena calidad de junta multilateral.

- **Lavado de la tubería de transición y recuperación de la cuña**

La cuña deflectora se recupera como parte del proceso de lavado del tubo de transición. El Barril de lavado se baja hasta tocar la punta superior de la cara de deflexión o del cemento si lo hubiera por encima de esta. Se abre circulación a un caudal que permita un flujo turbulento y se rota de manera rápida pero sin sentar peso en la herramienta, de tal manera que esta busque su camino en la geometría de la punta de deflexión y se coloque detrás de la misma. Se continúa la operación controlando la presión de las bombas, que debe ir en aumento, mientras el barril va engullendo la cuña y el torque. El torque se debe mantener constante en todo momento excepto cuando se atraviesan los centralizadores de jebe, donde se vuelve errático. Cuando toda la cuña ha sido tragada por el barril se alcanza el anillo que activa a las cuñas de adhesión del deflector, estas cuñas se van a agarrar de la pared serrada del barril de lavado a manera de arpones. La operación de lavado termina al tirarse del barril de lavado y lograr desenganchar la cuña deflectora del cople de encaje.

El hueco principal queda libre, se baja luego una sarta de perforación para continuar con un diámetro menor a hueco abierto o se balea si es necesario. Si el pozo es dado por finalizado en este punto, o si se baja una sarta de completación simple, la junta creada es de nivel 4.

FIGURA N° 15



**b) Junta con ventana premolida revestida de Aluminio
(Junta multilateral de Nivel 3)**

A continuación se describe la creación de una junta multilateral de nivel tres para un pozo con tubería de revestimiento de 9 5/8".

- **Instalación de la ventana premolida con camisa de aluminio**

Se baja la tubería de revestimiento de 9 5/8" y se coloca el tubo de revestimiento con ventana premolida en el lugar planificado dentro

de la sarta de revestimiento. Una vez en la profundidad deseada se alinea la cara de la tubería con ventana premolida hacia la trayectoria planificada para alcanzar el objetivo en el reservorio. Esta operación se realiza bajando la herramienta orientadora a cable y un giroscopio. La herramienta orientadora posee una pata de mula que encajara en un pin de guía colocado en la parte superior del tubo con ventana premolida. Se toman diversas lecturas de la orientación con el giroscopio y se va rotando la sarta de revestimiento hasta alcanzar la orientación deseada para la ventana. Este proceso se hace en un solo punto del pozo o en varias etapas mientras se va bajando la sarta de revestimiento.

Justo por encima de el tubo con ventana premolida se baja un cople asiento como parte de la tubería de revestimiento de 9 5/8". Todo el conjunto es cementado según métodos estándares de cementacion. Luego de la cementacion o luego de perforar la siguiente sección del pozo se limpia el cople de encaje con la herramienta apropiada.

□ **Instalación de la cuña deflectora**

La cuña deflectora se baja en el hueco unida a la fresadora de ventana por un perno de acero. Se instala la cuña en el cople de encaje por el procedimiento ya descrito antes: rotando justo sobre el cople de encaje hasta que se note un incremento por sobre el torque de rotación libre y luego sentando peso sobre el cople. Las llaves de esta cuña están colocadas de tal manera que la cara deflectora va a dar exactamente a la ventana premolida. Se sienta peso sobre la sarta moledora y se rompe el perno que mantiene la fresadora unida al deflector. Se inicia la rotación a 80 – 100 RPM, bombeando a altos caudales para garantizar una buena limpieza. Se termina de moler la camisa de aluminio que recubre la ventana y se perfora unos 5 pies de formación para que sirva de guía al motor de fondo que se bajara a continuación.

• **Perforación del pozo lateral**

El siguiente ensamblaje de fondo que se baja en el pozo es una sarta normal de perforación direccional, igual que en los casos anteriores. Esta es una operación convencional y no difiere del caso de una junta multilateral construida con ventana premolida o con ventana molida.

- **Recuperación de la cuña deflectora**

Igual que en las juntas multilaterales de nivel 2, la cuña deflectora es recuperada por uno de los diferentes procedimientos: barril de lavado, collar de terraja, arpón, gancho o overshot.

- **Revestimiento del hueco lateral**

Se baja la lana del hueco lateral con la herramienta corredora del tubo de transición para junta de nivel 3. Se alinea el lado superior del tubo de transición con la chaveta guía de un UBHO que será usado con un giroscopio. La lana es bajada con un tubo doblado, el cual es orientado con el giroscopio para poder entrar en el hueco lateral. Se continúa bajando la lana hasta que el localizador ubicado al tope del tubo de transición está a unos pies por encima de el cople asiento. Se confirma con el giroscopio que el lado superior del tubo de transición está alineado con el lado superior del hueco, para garantizar que el hueco premolido en este, se encuentre alineado con el hueco principal y permita el acceso de herramientas en el futuro.

Se sienta el localizador hasta que está encajado dentro de el cople asiento. Se libera la herramienta corredora mediante presión generada al tirar una esfera de metal que sellara un asiento al final de la herramienta corredora. Si se ha planeado colocar un empaque anular en la lana para dar más estabilidad y algo de integridad hidráulica a la junta, se procederá justo después de desconectar la herramienta corredora del tubo de transición. Se mueve la tubería de trabajo unos 10 pies hacia arriba para alinear un juego de copas de succión (suabeo) con el orificio de activación del empaque anular. Se levanta presión en ese espacio confinado, (la sarta de perforación sigue bloqueada por la esfera de metal usada para liberar el tubo de transición).

El empaque se activa y se espera hasta un tiempo óptimo de aproximadamente 10 minutos para liberar la presión gradualmente y retirar la sarta de trabajo fuera del hueco.

cople a la profundidad deseada y rotar la sarta, tomando lecturas con un giroscopio sentado sobre una camisa con pata de mula (UBHO) en la sarta de trabajo, hasta encontrar la orientación deseada. O bien, como segunda alternativa sentar el conjunto empaque – cople de encaje sin orientarlo previamente, y luego bajar la herramienta limpiadora de cople con un giroscopio y leer la orientación a la que se encuentra instalado el cople de encaje. El paso posterior sería ajustar las herramientas que vayan a instalarse en este cople para que tengan el ángulo de dirección correcto que se busca para la ventana. Este último paso es logrado con el componente de alineación que tienen las herramientas para cambiar la posición de las llaves de encaje, y es efectuado en el taller o en la boca del pozo.

- **Creación de la ventana**

La ventana se crea en dos viajes. Primero, se baja la Máquina moledora con las llaves de encaje, alineadas o no, según sea el caso anterior. Se instala esta en el cople de encaje y se empieza a bombear hasta lograr que el pistón que sostiene el moledor fijo en el cuerpo de la herramienta se retraiga. El siguiente paso es rotar a unos 80 – 100 RPM sin sentar peso en la sarta. La ventana abierta medirá unos 20 pies por 7.5 pulgadas de ancho en el caso de un revestimiento de 9 5/8".

Durante todo el proceso se bombean píldoras viscosas para levantar los residuos de metal molidos hacia la superficie y se colocan magnetos en las zarandas y canaletas de los fluidos de perforación para recuperar el metal molido. La geometría de la ventana lograda es fija, la operación termina cuando el moledor alcanza el tope final de su canaleta de guía. Se repite la operación para asegurar que no queden bordes cortantes. Se circula a alta velocidad y se vuelve a colocar el moledor en su posición inicial. Al final se saca la herramienta del cople de encaje y se sale del hueco.

El segundo equipo que se baja es la cuña deflectora con la fresadora. Se instala la cuña en el cople de encaje por el procedimiento ya descrito antes. Las llaves de esta cuña están colocadas de tal manera que la cara deflectora va a dar exactamente a la primera ventana abierta por la herramienta anterior. Se sienta peso sobre la sarta de perforación y se rompe el perno que mantiene la fresadora unida al deflector. Se inicia la rotación a 80 – 100 RPM, bombeando a gpm. Continuando con el caso de tubería de revestimiento de 9 5/8", la fresadora va a seguir la trayectoria que requiera el mínimo esfuerzo, esto es, la ventana

inicial de 7.5". El diámetro abierto con esta herramienta es 8.5" y la longitud es 10 pies. Se perfora 5 pies dentro de la formación y, luego de circular con píldoras viscosas, se saca la fresadora del hueco.

- **Perforación del pozo lateral**

El siguiente ensamblaje de fondo que se baja en el pozo es una sarta normal de perforación direccional, igual que en el caso anterior. Esta es una operación convencional y no difiere del caso de una junta multilateral construida con ventana premolida. Si el pozo es dado por terminado en este punto, se trataría de una junta multilateral de nivel 2.

- **Revestimiento y cementación del pozo lateral**

Esta operación es exactamente igual al caso anterior: Junta con Ventana Premolida. El revestimiento y la cementación de la lina lateral van otorgar a esta junta una clasificación de nivel 4.

- **Recuperación de la cuña**

Se repiten los procedimientos de recuperación del caso anterior: Junta con Ventana Premolida.

II.3 Completación de pozos multilaterales

a) Completación con sistema de re acceso

En este tipo de completaciones se tienen dos casos según las condiciones preexistentes del pozo: Sistema de re acceso con llaves de encaje y sistema de re acceso autoalineable.

El primer caso se utiliza en los pozos en los cuales se ha empleado la tecnología de cople y llaves de encaje en la construcción de la junta multilateral.

El escenario para usar un sistema de re acceso autoalineable es cuando se tiene una ventana abierta en la tubería de revestimiento sin ningún dispositivo de reentrada. Siendo el lateral hueco abierto, es decir una junta multilateral de nivel 2. Este es el caso de la mayoría de las ventanas abiertas por métodos convencionales.

Estas dos variaciones del sistema de re acceso constan de los mismos pasos en el procedimiento de instalación salvo las diferencias en los

métodos de buscar la alineación entre la ventana de re acceso y la ventana en la tubería de revestimiento.

- **Instalación del empaque inferior**

Se baja un empaque debajo de la ventana abierta en la tubería de revestimiento. Según los requerimientos del pozo este empaque puede ser permanente o recuperable. La profundidad a la cual se sienta el empaque debe ser conocida y controlada con exactitud para tener un espaciamiento correcto en la siguiente corrida. En la tubería debajo del empaque inferior va colocado un tapón. Luego de sentado el empaque inferior se realiza una prueba de presión colocando un empaque de prueba en el tramo entre el empaque inferior y la ventana abierta en la tubería de revestimiento.

- **Instalación de la ventana de re-entrada y del empaque superior**

El deflector de reentrada es bajado con un ensamblaje de sellos al final del mismo, el cual se insertará en el receptáculo de sellos del empaque inferior. En el caso de tratarse de un pozo con cople de encaje, el procedimiento para encajar las llaves es el mismo usado para colocar la cuña deflectora. Consiste en girar la tubería buscando un sobretorque por encima de una velocidad de rotación dada. El aspecto crítico es garantizar el correcto espaciamiento del ensamblaje de sellos dentro del receptáculo. Se busca que el localizador o asiento de los sellos no esté en contacto directo con el tope del empaque, evitando así cargas de compresión, pero tampoco excesivamente fuera, perjudicando el aislamiento requerido.

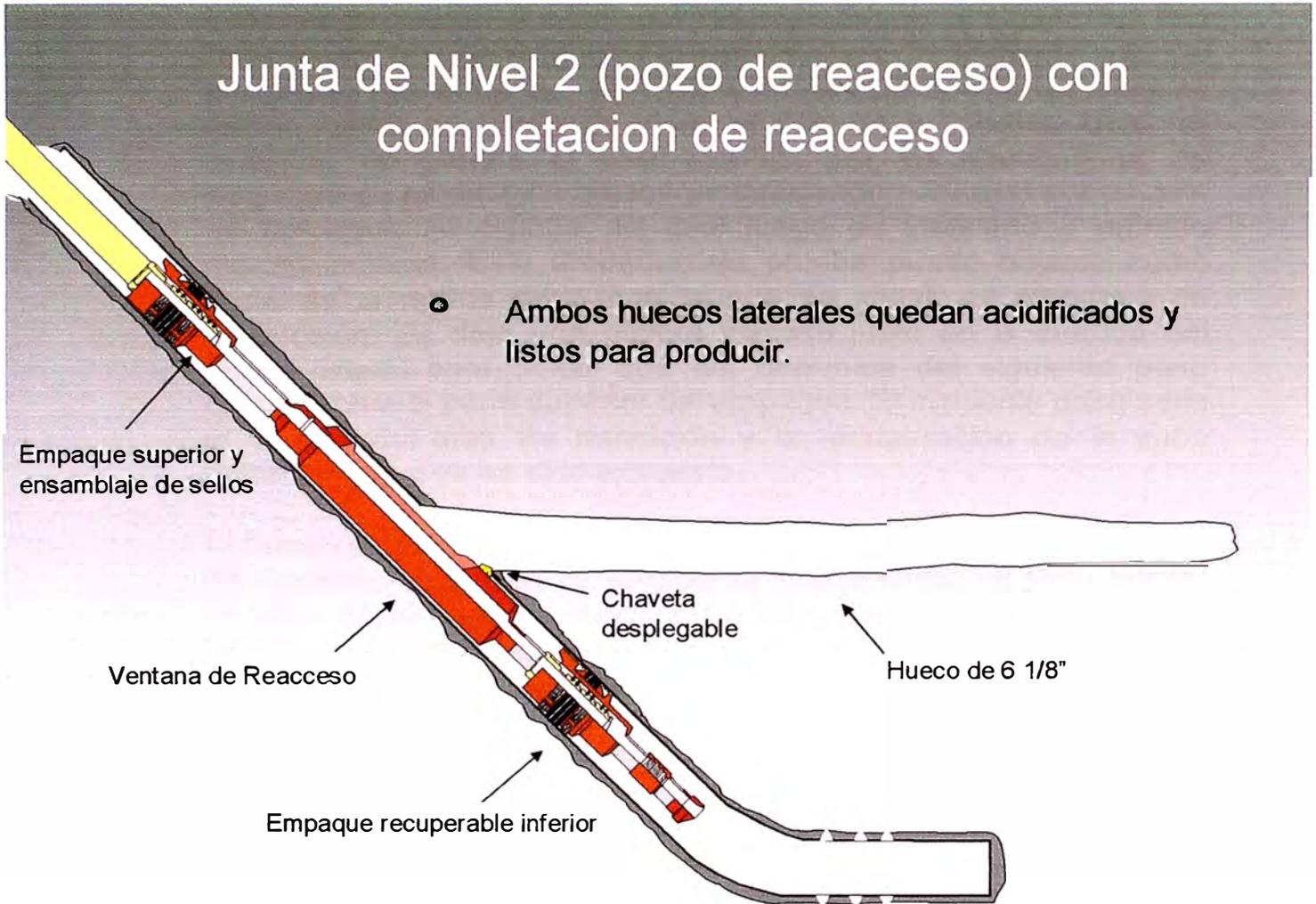
En el caso de usar la ventana de reentrada autoalineable, se deberá tener en cuenta que la chaveta desplegable del deflector deberá activarse luego de pasar todo tipo de restricciones previstas en el pozo (topes de lana). Con la chaveta ya desplegada se procede a buscar un punto de contacto. Este puede estar dado por la parte inferior de la ventana con la chaveta, el tope del empaque con el localizador o el tope del empaque con la pata de mula del ensamblaje de sellos. Se marca y se busca el siguiente punto de contacto rotando la tubería. Se mide la distancia entre ambos puntos corroborando el espaciamiento planificado.

El siguiente paso en cualquiera de los dos casos es sentar el empaque superior.

- **Apertura de los laterales**

Se abre el hueco lateral superior retirando la camisa de aislamiento mediante cable o tubería enrollada. Luego se retira el tapón instalado debajo del empaque inferior. Esto se hace con cable o tubería enrollada según las características del pozo.

FIGURA N° 17



b) Completación dual

Este tipo de completaciones son usadas cuando se quiere conseguir una junta multilateral de nivel 5. Es decir una junta sellada mecánicamente e hidráulicamente gracias a los empaques. Obviamente este caso se da cuando ambos laterales están revestidos. En el caso de un pozo nuevo, partes del proceso de completación van insertados entre las etapas de la creación de una junta de nivel 4, descrita anteriormente.

- **Instalación de los empaques inferior y lateral**

En un pozo nuevo el empaque lateral se instalará justo después de terminar la construcción de dicho hueco lateral. Esto es, después de bajar la lana, cementarla y probarla, teniendo la cuña deflectora y el tubo de transición instalados. Este empaque es bajado con una herramienta que permite rotar la sarta sin accidentalmente soltar el empaque. La forma de activación es hidráulica y la presión se ejerce contra un tapón de vidrio al final de la tubería. Una vez instalado se prueba el sello ejercido por los elastómeros del empaque de producción bajando e instalando a 30 pies por encima un empaque de prueba. El cual luego es instalado y retirado mecánicamente. Este empaque de prueba puede bajarse como parte de la misma sarta con la que se instala el empaque de producción. Se deja una píldora viscosa justo en la entrada del hueco lateral para evitar que los derrubios del siguiente paso caigan sobre la parte superior del empaque. El siguiente paso sería el lavado del tubo de transición y la recuperación de la cuña deflectora, que ya ha sido expuesto.

El hueco es circulado y se limpia el cople de encaje de los residuos de cemento seco con su respectiva herramienta. La lana inferior se abre perforando un horizontal o baleando la misma. Luego es bajado el empaque inferior, el cual puede ser igual al lateral. La manera de sentarlo es la misma, presurizando contra un tapón de vidrio corrido al final de la tubería. Este empaque también es probado luego de instalarse.

El orden de estas dos operaciones no afecta el resultado final, pero sería preferible completar primero el hueco lateral y luego el inferior para que, en caso que no se pueda recuperar la cuña, no se pierda totalmente el hueco inferior.

- **Instalación del Deflector Dual de producción**

Se baja en el hueco principal con su herramienta hidráulica de corrida luego de conectar el ensamblaje de sellos a la longitud de tubería requerida entre el cople de encaje y el tope del empaque que ya está instalado. Se localiza el tope del empaque con la parte inferior del ensamblaje de sellos. Luego se entra en el receptáculo de sellos y se prosigue hasta cruzar o tocar el cople de encaje con las llaves de encaje, continuándose hasta tocar el tope del

empaque con el localizador superior en el ensamblaje de sellos. De tal manera que se confirmen los espaciamentos. Luego se inserta las llaves de encaje en el cople como ya se explicó anteriormente, garantizándose la alineación de la cara del deflector con la entrada del lateral. Se presuriza la sarta para probar que los sellos estén en buen estado. Se incrementa la presión y se libera el deflector de su herramienta corredora mediante presión y se sale del pozo.

- **Instalación del empaque superior**

En este paso existen dos posibilidades:

- **Instalación del empaque doble**

El empaque doble es bajado cuando las condiciones del pozo dictan que el hueco principal produzca independientemente del hueco lateral. Este es el caso de producir formaciones diferentes, o de establecer un lateral como inyector y el otro hueco como productor.

El empaque doble es recuperable y es bajado con la misma tubería. Ambas sartas (lateral y principal) pueden ser bajadas en paralelo con sus respectivos ensamblajes de sellos y luego el empaque es colocado y bajado solamente con una de las sartas de producción, la segunda sarta se correría después y sellaría en el empaque. Se realice una prueba de baja presión para confirmar la integridad hidráulica de todo el sistema. Luego se busca el correcto espaciamento respecto al cabezal del pozo y se instala el colgador de tubería. Se sienta el colgador de tubería y el empaque es activado mediante presión, la cual es ejercida contra los tapones de vidrio del hueco principal y lateral.

- **Completación dual con conexión en Y**

Cuando no es necesario producir cada hueco por sartas de completación diferentes se usa la conexión en Y, permitiéndose un ahorro en material tubular y cabezal de producción. Igual que en el caso anterior se bajarán los ensamblajes de sellos para cada uno de los huecos de manera paralela o uno tras otro. Luego, teniendo ambas sartas colgadas de las cuñas en la mesa rotaria se instalará la conexión en Y, posteriormente se colocará un empaque recuperable con su receptáculo de sellos. Este empaque es hidráulico y es bajado con sarta de perforación. Se realiza una prueba de presión para comprobar la calidad del sello.

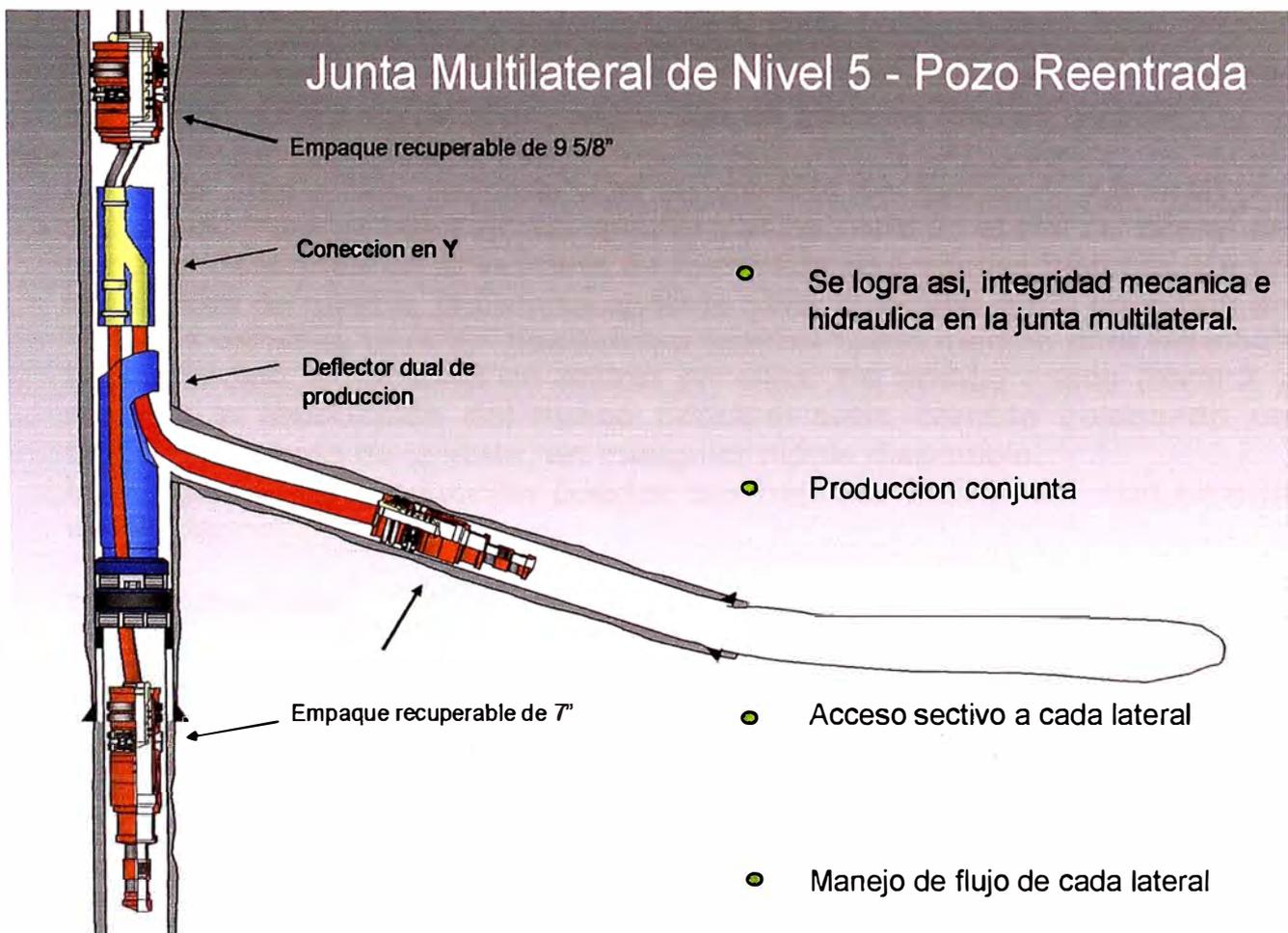
La última fase de la completación sería bajar el ensamblaje de sellos para el empaque superior, hacer la prueba de presión, determinar el correcto espaciamento respecto al cabezal del pozo y colocar el colgador de tubería.

- **Apertura del pozo a producción**

Para abrir ambos huecos a producción es necesario retirar los tapones de cada hueco. En el caso de los tapones de vidrio, es necesario golpearlos con alguna herramienta punzante, la cual puede ser bajada con cable. En caso de que ambos tapones no sean accesibles por cable, se usará tubería enrollada y de ser necesario, se los molerá con un pequeño motor de fondo.

Para el caso de completación con empaque doble se abre cada sarta de producción de manera independiente como se ha descrito. Sin embargo para un pozo con conexión en Y es necesario bajar primero una cuña deflectora de tubería que permita acceder al lateral. De preferencia se entraría al lateral con tubería enrollada y motor de fondo. Luego se debe retirar la cuña y destruir el tapón colocado en el hueco principal con cualquiera de las opciones disponibles.

FIGURA N° 18



II.4 Retrabajos

Durante toda la vida productiva del pozo muchas situaciones problemáticas pueden aparecer: excesos de sólidos, merma de producción, aparición de agua, aumento la relación gas petróleo, etc.

También es posible que muchas soluciones o proyectos aparezcan con el fin de incrementar las reservas de cierto pozo: acidificación, taponamiento de zonas de agua, reperforación y alargamiento del hueco, etc. La tecnología multilateral se presta excelentemente para todas estas condiciones y necesidades cambiantes que se presentarán en la vida de un pozo. Ya que todas la herramientas y equipos de completación y perforación son recuperables, el pozo puede ser manejado, alargado, cerrado, decompletado y completado nuevamente muy fácilmente.

a) Manejo de zonas productoras y corrida de registros de producción

En una completación de nivel 2 o nivel 5 en el que se haya completado el pozo con un sistema de reentrada o con un sistema dual es posible:

Cerrar la producción de cada uno de los huecos (principal y lateral) por separado. Para el caso de un multilateral de nivel 2, el hueco lateral se

cerraría instalando en la ventana de reentrada una camisa aislante. En un multilateral de nivel 5, la camisa aislante sería colocada en la conexión en Y. Estas camisas también pueden ser usadas como medios para restringir la producción, colocando un orificio en ellas. En ambos casos (nivel 2 y nivel 5) la producción del hueco principal sería cerrada colocando un tapón por debajo de la junta, en cualquier nipple disponible.

Los registros de producción pueden ser bajados fácilmente con tubería enrollada.

b) Acidificación

En caso de acidificar el hueco lateral se debe aislar el hueco principal, colocando un tapón debajo de la ventana de reentrada o de la conexión en Y. Luego se colocará la cuña deflectora de tubería mediante tubería enrollada o cable y luego se bajará con un ensamblaje de punta redondeada, de tal manera que pueda guiar a la tubería enrollada sin mayores problemas cuando se cruce la ventana o conexión en Y. El ácido

se bombeará según métodos convencionales, manteniendo la tubería siempre en movimiento.

Para la acidificación en el hueco principal, se ha de retirar el deflector de tubería. El ensamblaje bajado debe ser lo más rígido posible para que cruce la ventana o conexión en Y sin desviarse o atascarse en ellas.

c) Limpieza y reperforación del hueco abierto

En caso de tener juntas de niveles 2, 3, 4 o 5 que tengan instaladas el cople de encaje, es posible entrar en el lateral para perforar o reabrir el hueco. En todos estos casos el proceso empezaría retirando la completación.

Los pozos completados con ventanas de reentrada o conexiones en Y son fácilmente decompletables, siguiendo el orden inverso de la completación del pozo. Luego de retirar la tubería de producción los empaques son retirados con sus respectivas herramientas de recuperación. Las ventanas de reentrada autoalineables y las que usan el cople de encaje son recuperadas junto con el empaque superior, dejando el pozo listo para ser intervenido. Lo mismo ocurre con la conexión en Y. El empaque dual, saldría con ambas sartas. En un pozo de nivel 5 habría que recuperar el deflector de producción con la herramienta hidráulica con la cual se bajó pero en una configuración distinta.

El segundo paso para todos los tipos de junta es bajar una cuña de retrabajo e instalarla en el cople de encaje. Esta cuña sería la misma para cualquier aplicación excepto en los pozos con junta de nivel 3.

El paso final sería entrar con la broca para reperforar el hueco, alargarlo o empezar uno nuevo a partir del zapato de la lina lateral.

Todos estos tipos de junta pueden ser recompletados, una vez terminados los retrabajos.

d) Mejoramiento del nivel de junta multilateral

Al ser compatibles y recuperables estos sistemas, es posible construir una junta multilateral de nivel 2, instalando un cople de encaje para la construcción de la ventana y completar el pozo con un solo empaque. Más tarde si se necesita re acceso a través de la tubería al hueco lateral, se puede completar el pozo con una ventana de reentrada que iría instalada en el cople de encaje.

En caso de requerirse proteger la junta de una manera más eficaz, se puede bajar lana ranurada y encajarla mecánicamente en el hueco principal, obteniéndose una junta multilateral de nivel 3.

Si el pozo original de nivel 2 requiere que la lana en el lateral este cementada, se instalará una cuña deflectora y se bajará la lana según procedimientos estándares. De esta manera se obtendría un pozo con junta de nivel 4. Si más adelante se descubre que la junta está ubicada en una formación deleznable y que el cemento se ha agrietado, es posible aislarla. Esto conllevaría a la creación de una junta de nivel 5, bajando cuñas de retrabajo para instalar el empaque lateral y usando el mismo cople de encaje para la instalación del deflector de producción.

e) Abandonamiento del pozo

En las completaciones multilaterales con ventana de reentrada, tubería dual y tubería con conexión en Y es posible efectuar el abandono selectivo de uno o más laterales sin tener que retirar la completación. Este es el caso para pozos antiguos donde no se quiere inferir en mayores gastos. El procedimiento en el caso de las completaciones con ventana de reentrada y con conexión en Y consistirían en instalar una cuña deflectora para tubería, acceder al lateral con tubería enrollada y bombear tapones cemento.

CAPITULO III

EJEMPLOS CONCRETOS DE APLICACIÓN

III.1 Descripción de los casos

a) Caso uno:

Completación con Sistema de Reacceso autoalineable

Una empresa que opera en el Medio Oriente un extenso reservorio revisaba su inventario de pozos no productores que se encontraban con tubería de revestimiento. La mayoría no operaban debido a un alto corte de agua y estaban cerrados por alta producción de agua o porque no eran fluyentes. Las facilidades de superficie y las tuberías recolectoras estaban ya colocadas desde años atrás. Examinando los requisitos de las diferentes divisiones de la empresa se encontró que estos eran:

- Requisitos de Ingeniería de Reservorios

Recuperar las reservas de petróleo remanente que se podían estimar en un millón de barriles. La pregunta era si había una manera económica de recuperar el petróleo del hueco o se tendría que perforar un nuevo hueco.

Las perforaciones existentes eran usadas como puntos de monitoreo del reservorio para evaluar las eficiencias de barrido. Esta información estaba considerada muy importante para la explotación apropiada del reservorio. La información del PVT y del contacto agua y petróleos serian necesarias periódicamente y seria tomadas en la zona improductiva después que el multilateral haya sido perforado.

- Requisitos de Completación y producción

La zona de caliza es lo suficientemente competente para producir a hueco abierto.

Se desea tener acceso al hueco lateral de tal manera que se pueda realizar una estimulación ácida con tubería enrollada o se pueda bajar un registro de producción si se encontrarían problemas en durante la vida productiva del pozo.

- Requisitos de la junta

Se esperaba colocar al junta multilateral en una caliza muy compacta, lo suficiente como para dejarla abierta durante la producción.

No se planeaba reentrar a través de la junta con sartas de perforación. El único requisito de accesibilidad era que esta sea a través de la tubería de producción.

- Requisitos de perforación

Se planeó una curvatura de radio corto para entrar a la formación productora. Esto permitiría que se perfore toda la sección de curva en la formación productora y facilitaría la captura del petróleo no barrido que está cercano al hueco.

Se escogió como solución a estos requisitos efectuar un hueco de radio corto y completarlo con un sistema de re acceso lateral autoalienable. Este pozo fue perforado y completado en Diciembre de 1993 como un pozo productor vertical. El pozo fue perforado hasta una profundidad total de 7425 pies y fue completado a hueco abierto de 6 1/8" con un packer en al laina de 7" y tubería de producción de 4 1/2". Los registros de pozo tomados indicaban aproximadamente una columna de 80 pies de petróleo.

El pozo fue puesto en producción en Enero de 1995. Después de 3 años de producción el corte de agua se había incrementado en 85%. Se esperaba que el pozo cesará de fluir en poco tiempo. Un registro de producción corrido en el pozo mostró que la columna remanente de petróleo tenía aproximadamente 65 pies de espesor, y que había un alto flujo de agua proveniente del reservorio en el inferior de esta columna. El trabajo de retrabajo fue planeado como un perforar un pozo de radio corto y completarlo como el equipo de Reacceso lateral autoalineable. Se definió que el objetivo serian los 5 pies superiores del reservorio.

El retrabajo se efectuó en el 2002. Un hueco horizontal de 600 pies fue perforado, manteniendo aun el hueco vertical. Se instaló en la ventana un sistema de reentrada lateral, autoalineable. El pozo fue completado con tubería de 4 1/2" hasta superficie. Durante la completación, se bajó en el hueco principal el deflector de reentrada para tubería y se hizo pasar la tubería enrollada 6 veces y se la hizo entrar hasta unos 600 pies en el hueco lateral. Después de la recompletación, el hueco fue puesto a producción con un corte de agua de 20%.

b) Caso dos:

Ventana Molida con Completación Dual

Muchos operadores han identificado los campos maduros en muchos países del golfo Pérsico como una fuente rica de reservas que están detrás del revestimiento del pozo. Estas pueden ser petróleo que no pudo ser barrido en el reservorio, así como zonas productivas secundarias que no fueron desarrolladas inicialmente por costos.

- Requisitos de reservorios

El petróleo *in situ* remanente era significativo. No había otra posibilidad de tener pozos adicionales desde la superficie ya que no había espacios libres en la plataforma. Una nueva plataforma en esa área no era económica.

Las perforaciones existentes serían cementadas y la zona iba a ser rebaleada o un nuevo lateral sería perforado en la zona principal durante el retrabajo.

- Requisitos de completación y producción

Se requería que el hueco lateral produzca a través de un empaque y tubería para prevenir la corrosión.

Se quería la posibilidad de reentrar más tarde al lateral para realizar una acidificación o correr un registro de producción en tubería enrollada.

- Requisitos de la junta

La ubicación de la junta era muy adecuada, pero se necesitaba que estuviera revestida y cementada por razones de estabilidad.

La junta tenía que ser reentrable con ensamblajes de perforación para potenciales retrabajos en el futuro.

- Requisitos de Perforación

El desplazamiento del objetivo requería un punto de deflexión ("kick off point") somero y era necesario usar lana a través de intervalos de arenas y lutitas que se atravesaban. La lana entraría horizontalmente al reservorio. Luego, el reservorio sería completado a hueco abierto perforando un hueco de 6 1/8".

Para esta aplicación se optó por crear una ventana moliendo la tubería de revestimiento de 9 5/8" en el hueco principal. Bajar lana y completar el pozo como un multilateral de Nivel 5 con empaque en el hueco lateral y en el principal, debajo de la junta. Con este fin se instaló un empaque permanente como ancla para el cople de encaje, el empaque fue primero

orientado con giroscopio. Se bajó la maquina moledora y la cuña con fresadora para crear la ventana. Una lina de 7" fue instalada y cementada a través de la ventana. Se perforó el hueco de 6 1/8" y se instaló el empaque lateral. La tubería de transición (la lina que se encontraba a través de la ventana) fue lavada y la cuña deflectora fue pescada con el barril lavador y luego el hueco principal fue completado con un empaque de 7" ubicado en una lina existente por debajo de la junta. Se bajo el deflector dual de producción, y un empaque dual de 9 5/8" arriba del la junta con sus respectivos ensamblajes de sellos para cada uno de los empaques de las linaas.

III.2 Análisis comparativo

Los dos casos presentados no resisten de por sí un análisis comparativo puesto que se trató de dos casos diferentes y que presentaban diferente problemática tanto mecánica como operativa. Sin embargo, los resultados de la aplicación de esta nueva metodología en ambos casos diferentes resultaron en un éxito operativo y de ampliación de las reservas originalmente estimadas para cada pozo.

CAPITULO IV

EVALUACIÓN ECONÓMICA

El carácter heterogéneo que implica el uso de tecnología multilateral hace que una evaluación económica general y total de esta tecnología sea casi irreal. Se ha tratado de fragmentar las comparaciones económicas del uso de pozos multilaterales, especificando que aspecto se está comparando y en que tipos de pozos multilaterales se hace dicha evaluación. A continuación, se presentan los resultados de una evaluación económica de pozos multilaterales bajo dos criterios distintos: el de perforación/completación y el de producción:

Según el criterio de perforación/completación se ha usado dos escenarios:

a) Pozo multilateral nuevo

En el cual se ha comparado cada fase de la construcción total de un pozo multilateral de nivel 5 con completación dual y conexión en Y, frente a la construcción de dos pozos horizontales convencionales. Se ha asumido que la longitud total de formación productora perforada y la producción total conseguida con ambos pozos horizontales es la misma que la conseguida con el pozo multilateral. Se busca hacer una comparación solo de los gastos incurridos para ambos casos.

TABLA N° 1

POZO MULTILATERAL NUEVO DE NIVEL 5 CON COMPLETACION DUAL

PARAMETROS

Se considera que las condiciones de superficie son las mismas para ambos casos.

Se trata del mismo reservorio y de condiciones de perforación similares:
20 días hasta la profundidad vertical de 6000 pies con revestimiento de 9 5/8"

10 días para la línea de 7"

15 días para cada lateral horizontal

La construcción del hueco superficial, intermedio y de producción son iguales.

Los pozos son verticales (6000 pies) y las líneas de 7" están en secciones de curvatura media (1500 pies).

Los huecos productores de 6 1/8" son horizontales (2000 pies), no es necesario producción independiente.

La tubería de producción bajada (4 1/2") es igual para ambos casos.

La producción se asume idéntica y en ambos casos los pozos son fluyentes.

Se requiere tener acceso y control selectivo de cada hueco lateral.

OPERACIONES	Pozo Multilateral (Dual)	Pozo Horizontal	(x 2)
Planificacion			
Planeamiento de cada hueco lateral	3000	1500	3000
Planeamiento de completacion	1500	1000	2000
Estudio de impacto ambiental	500	500	1000
Total	5000	3000	6000
Logistica			
Limpieza y construccion de locacion	3000	3000	6000
Movimiento de equipos y personal	10000	10000	20000
Total	13000	13000	26000
Perforacion			
Inicio y bajada de tuberia conductora	50000	50000	100000
Perforacion de huecos superiores	30000	30000	60000
Revestimiento y cementacion de huecos superiores	50000	50000	100000
Perforacion de hueco intermedio de 12 1/4"	50000	50000	100000
Revestimiento y cementacion de 9 5/8"	60000	60000	120000
Perforacion de huecos de radio medio de 8 1/2"	40000	40000	80000
Revestimiento con laines de 7"	50000	50000	100000
Perforacion de huecos horizontales de 6 1/8"	30000	30000	60000
Equipo y operaciones de creacion de junta multilateral	100000		
Total	460000	360000	720000
Completacion			
Equipo de completacion convencional		20000	40000
Equipo de completacion multilateral dual de nivel 5	100000		
Tuberia de produccion de 4 1/2"	10000	10000	20000
Valvula de seguridad	3000	3000	6000
Colgador de tuberia	5000	5000	10000
Arbol de produccion	20000	20000	40000
Total	138000	58000	116000

Facilidades de Produccion

Tendido de linea de produccion	10000	10000	20000
Equipos variados de superficie	5000	5000	10000
Total	15000	15000	30000
TOTAL (US\$)	631000	449000	898000

Monto ahorrado (US\$)

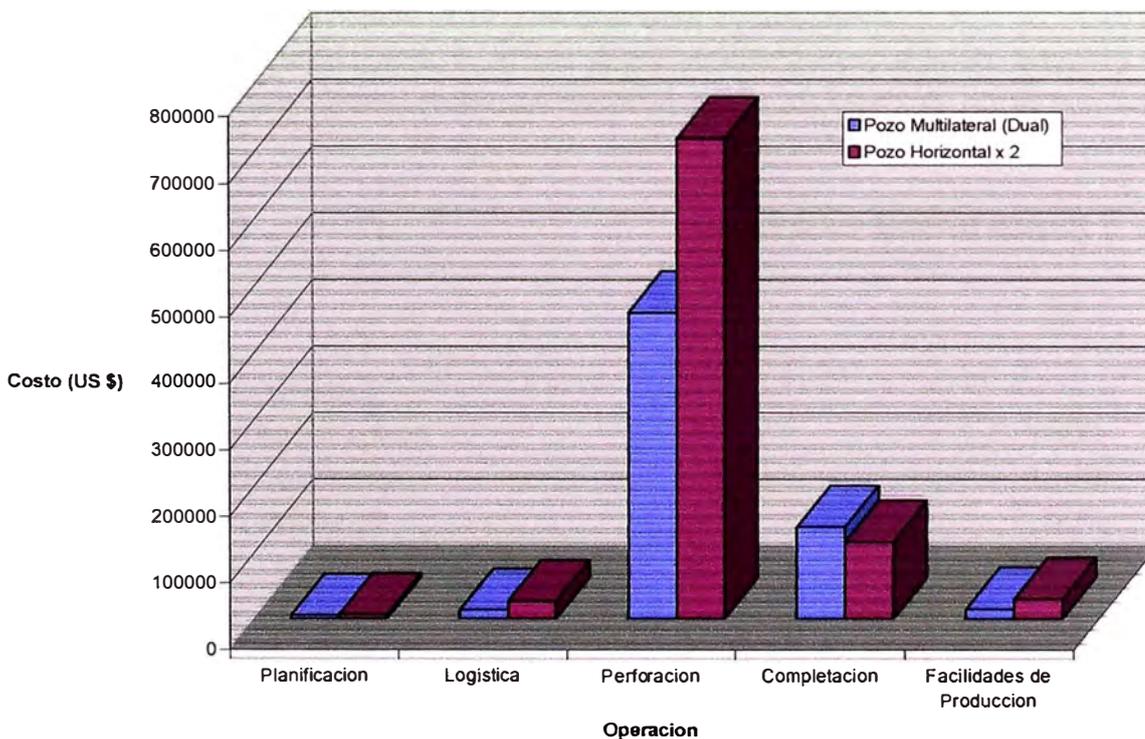
267000

Porcentaje ahorrado

30%

FIGURA N° 19

Comparacion Economica
Pozo Multilateral Nivel-5 vs. Pozo convencional x 2



b) Pozo de reentrada

En el cual se ha comparado los gastos adicionales incurridos en la construcción de un pozo multilateral de nivel 4 con completación de reentrada frente a la construcción de un pozo nuevo horizontal. Se ha asumido que la longitud de formación productora perforada y la producción adicional es la misma tanto para el horizontal como para el

multilateral. Se busca hacer una comparación solo de los gastos incurridos para ambos casos.

TABLA N° 2

POZO MULTILATERAL DE RE-ENTRADA DE NIVEL 4 CON SISTEMA DE RE-ACCESO

PARAMETROS

Se trata del mismo reservorio y de condiciones de perforación similares:

20 días hasta la profundidad vertical de 6000 pies con revestimiento de 9 5/8"

10 días para la lina de 7"

15 días para cada lateral horizontal

Se usa un hueco existente en buenas condiciones como pozo de reentrada.

El pozo de reentrada tiene una locación en condiciones óptimas y facilidades instaladas.

Los pozos son verticales (6000 pies) y las lina de 7" están en secciones de curvatura media (1500 pies).

Los huecos productores de 6 1/8" son horizontales (2000 pies).

La tubería de producción bajada (4 1/2") es igual para ambos casos.

El equipo de completación bajado en el multilateral permite acceso al hueco original y al nuevo.

La producción del nuevo lateral se asume idéntica y en ambos casos los pozos son fluyentes.

OPERACIONES

Pozo Multilateral (Dual)

Pozo Horizontal

Planificación y Preparación

Planeamiento de el hueco lateral	1500	1500
Planeamiento de completación	1500	1000
Estudio de impacto ambiental	500	500
Decompletación	30000	
Total	33500	3000

Logística

Limpieza y construcción de locación	Existente	3000
Movimiento de equipos y personal	10000	10000
Total	10000	13000

Perforación

Inicio y bajada de tubería conductora	Existente	50000
Perforación de huecos superiores	Existente	30000

Revestimiento y cementacion de huecos superiores	Existente	50000
Perforacion de hueco intermedio de 12 1/4"	Existente	50000
Revestimiento y cementacion de 9 5/8"	Existente	60000
Perforacion de hueco de radio medio de 8 1/2"	40000	40000
Revestimiento con lana de 7"	50000	50000
Perforacion de hueco horizontal de 6 1/8"	30000	30000
Equipo y operaciones de creacion de junta multilateral	100000	
Total	220000	360000

Completacion

Equipo de completacion convencional		20000
Equipo de completacion multilateral de re-entrada	40000	
Tuberia de produccion de 4 1/2"	10000	10000
Valvula de seguridad	3000	3000
Colgador de tuberia	5000	5000
Arbol de produccion	20000	20000
Total	78000	58000

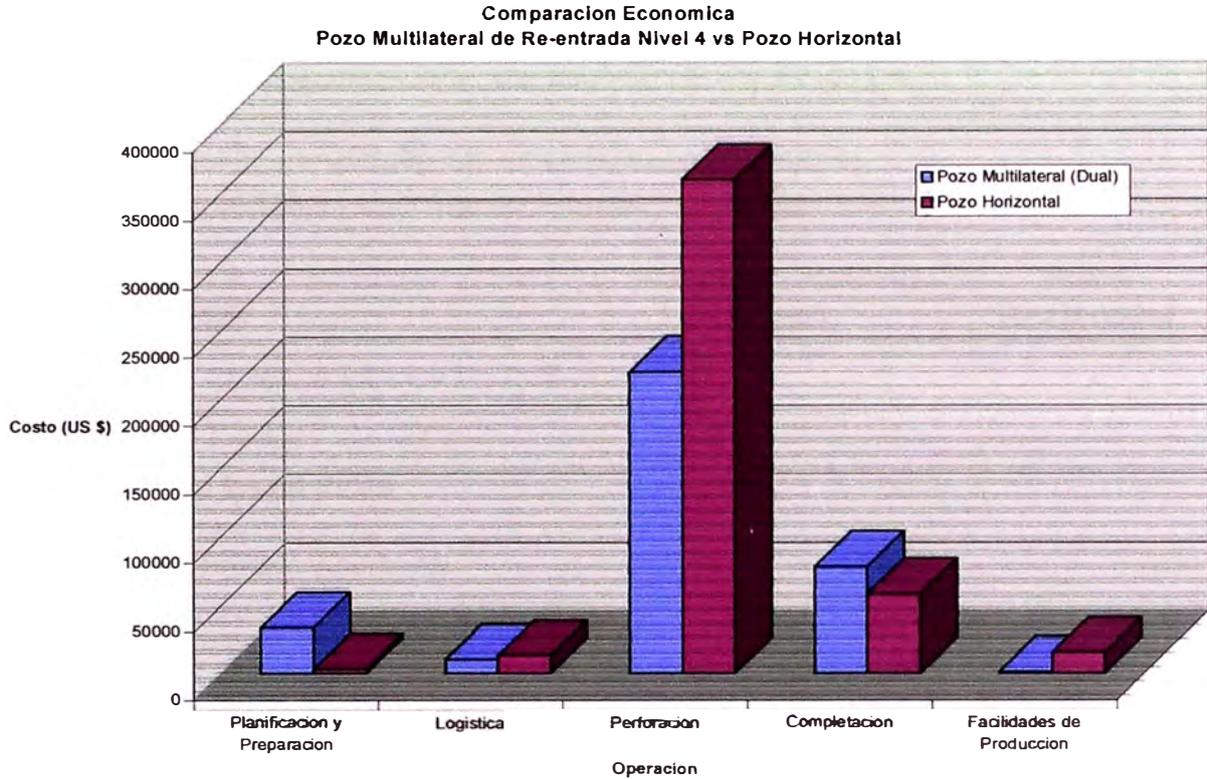
Facilidades de Produccion

Tendido de linea de produccion	Existente	10000
Equipos variados de superficie	Existente	5000
Total	0	15000

TOTAL (US\$)	341500	449000
---------------------	---------------	---------------

Monto ahorrado (US\$)	107500
Porcentaje ahorrado	24%

FIGURA N° 20



En el criterio de producción se parte del hecho de tener un pozo multilateral dual de nivel 2 con completación de reentrada frente a dos pozos horizontales. Se ha asumido que la longitud total de formación productora perforada y la producción total conseguida con ambos pozos horizontales es la misma que la conseguida con el pozo multilateral. Se busca hacer una comparación solo de los gastos que se incurrirá durante la vida productiva de los pozos en ambos casos.

Se analiza los costos de varias operaciones: bajar tubería enrollada para acidificar cada lateral, evaluar la producción de cada lateral, abandonar los pozos en ambos casos, mantener y supervisar la producción diaria usando un sistema de levantamiento artificial.

TABLA N° 3

POZO MULTILATERAL DE NIVEL 2 CON SISTEMA DE RE-ACCESO

PARAMETROS

Se considera que las condiciones de superficie son las mismas para ambos casos.

Se trata del mismo reservorio y la producción es la misma para cada

lateral.

Los pozos son verticales hasta la profundidad de 6000 pies con revestimiento de 7".

Los huecos laterales de 6 1/8" son horizontales y tienen la misma longitud (2000 pies).

El pozo multilateral existente es de nivel 2, completado con sistema de re-entrada.

El pozo horizontal es completado con un empaque convencional.

En cada caso se considera el tiempo aproximado de cada operacion.

OPERACIONES	Pozo Multilateral (Dual)	Pozo Horizontal	(x 2)
Acidificacion de los laterales			
Tiempo: 4 dias			
Movilizacion de equipos y personal	10000	10000	20000
Renta basica de equipo de tuberia enrollada	20000	20000	40000
Fluidos de tratamiento: acido, diesel, nitrogeno	50000	25000	50000
Tiempo en locacion de equipo de tuberia enrollada y bombeo	30000	20000	40000
Renta de equipo multilateral de re acceso por tubería	20000		
Monto Total (US \$)	130000	75000	150000
Porcentaje Ahorrado	13%		
Instalacion de equipo de levantamiento artificial (ESP)			
Tiempo: 10 dias			
Movilizacion de equipos y personal	10000	10000	20000
Renta de equipo de perforacion o retrabajos	40000	40000	80000
Herramientas y operacion de de completacion de pozo original	20000	20000	40000
Costo de bomba de fondo	30000	20000	40000
Instalacion de bomba de fondo	10000	10000	20000
Equipo electrico de superficie (VSD, XO, Generadores)	35000	20000	40000
Monto Total (US \$)	145000	120000	240000
Porcentaje Ahorrado	40%		
Abandonamiento de pozo atraves de tuberia			
Tiempo: 7 dias			
Movilizacion de equipos y personal	30000	30000	60000

Renta basica de equipo de tubería enrollada	20000	20000	40000
Fluidos de tratamiento: cemento y reactivos, salmueras	40000	30000	60000
Tiempo en locacion de equipo de tubería enrollada y bombeo	20000	15000	30000
Tapon de abandono	15000	15000	30000
Renta de equipo multilateral de re acceso por tubería	20000		
Monto Total (US \$)	145000	110000	220000
Porcentaje Ahorrado	34%		

Evaluacion con registros de produccion

Tiempo: 7 dias

Movilizacion de equipos y personal	30000	30000	60000
Renta basica de equipo de tubería enrollada	20000	20000	40000
Tiempo en locacion de equipo de tubería enrollada	20000	15000	30000
Renta de registros de produccion	30000	25000	50000
Renta de equipo multilateral de re acceso por tubería	20000		
Monto Total (US \$)	120000	90000	180000
Porcentaje Ahorrado	33%		

Operacion de reperforacion o extension de laterales

Tiempo: 14 dias

Movilizacion de equipos y personal	30000	30000	60000
Renta de equipo de perforacion o retrabajo	45000	40000	80000
Herramientas y operacion de de completacion de pozo original	30000	20000	40000
Renta de motores de perforacion y brocas	40000	25000	50000
Completacion nueva (ventana de re-entrada es reusable)	40000	25000	50000
Renta de equipo multilateral de re acceso por revestimiento	40000		
Monto Total (US \$)	225000	140000	280000
Porcentaje Ahorrado	20%		

Mantenimiento y supervision diaria de produccion

Tiempo: 365 dias

Supervision de produccion en bateria	15000	10000	20000
Mantenimiento de locacion	3000	3000	6000
Mantenimiento de linea de produccion a bateria	5000	5000	10000

Monto Total (US \$)
Porcentaje Ahorrado

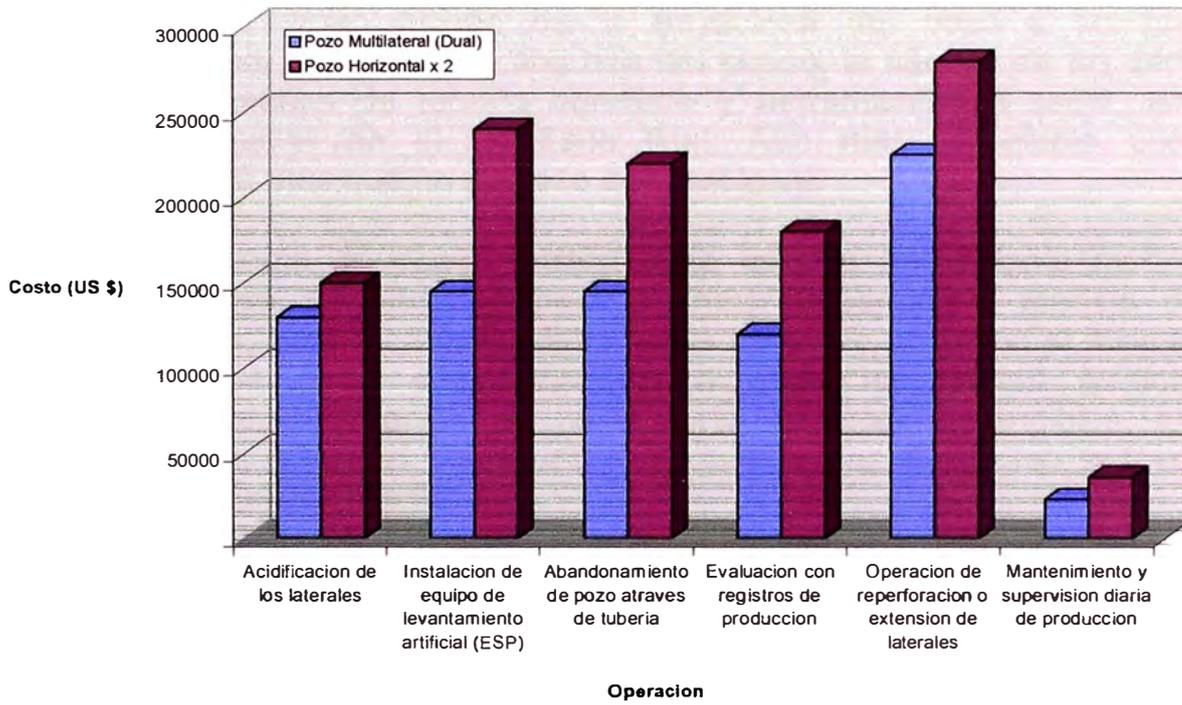
23000
36%

18000

36000

FIGURA N° 21

Comparacion Economica
Pozo Multilateral (Dual) vs Pozo Horizontal x 2



CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El éxito de las operaciones de creación de juntas y perforación multilateral, así como de completación va a estar ligado no sólo a la efectividad aislada de las herramientas usadas sino también en gran medida la calidad de todos los procesos convencionales realizados durante la construcción del pozo. Esto es, cada fase y proceso tales como: el óptimo diseño de la trayectoria del pozo y su correcta perforación, la calidad de limpieza del hueco, la calidad en los servicios convencionales de tubería enrollada y herramientas a cable, influirán decididamente en el resultado final. Aun más, el efecto contrario repercutirá más que en un pozo convencional.
- La tecnología de pozos multilaterales es una herramienta más en el abanico de posibilidades para el mejor desarrollo y manejo de un reservorio. Esta tecnología debe verse no como un fin en si misma sino como una parte complementaria a otras tecnologías (perforación direccional, perforación de radio corto, tuberías expandibles, tubería enrollada), teniendo como ultimo fin aprovechar al máximo la inversión hecha en el yacimiento.
- Versatilidad de usos, gran combinación de procedimientos para enfrentar diferentes situaciones. El diseño de las diferentes partes que conforman los sistemas de creación de juntas y completación son altamente intercambiables, potenciando las aplicaciones de los mismos a cada realidad del pozo el cliente. No debe verse la tecnología multilateral como procesos rígidos y partes inamovibles de un rompecabezas, sino como una gama de piezas que permiten formar diferentes configuraciones en el pozo.
- La evaluación económica de un pozo multilateral debe ser hecha para cada caso específico, según el nivel tecnológico del multilateral deseado frente a el numero de pozos convencionales que ofrezcan los mismos resultados. Algo básico en tener en cuenta desde un principio en la evaluación económica es si se trata de un pozo de reentrada o uno nuevo. Los gastos comparados no pueden limitarse solo a los del costo extra de la tecnología multilateral usada, sino que debe incluirse el gasto total de perforar y completar el pozo, así como planificar los requisitos de manejo del pozo durante su vida productiva y los costos asociados. También se deben de evaluar los riesgos asociados con cada operación convencional y multilateral para que la comparación sea legítima.

Se puede concluir en líneas generales que cuanto mayor sea la profundidad del pozo planificado y cuanto mas difícil o remota sea la construcción de la locacion o plataforma, la opción de usar un pozo multilateral se vuelve mas rentable. Esto es, partiendo del concepto de que la relación entre los gastos de un multilateral versus un pozo convencional es de uno a uno hasta el momento de llegar a la profundidad de construcción de la junta multilateral. Es aquí donde la verdadera ventaja económica ocurre y esta ventaja se percibe mejor cuanto mas difícil y costoso sea llegar a dicha profundidad.

CAPITULO VI

ANEXOS

VI.1 Anexo 1:

Clasificación TAML

Establecimiento de la Clasificación de Juntas multilaterales

La clasificación vigente de Juntas y Pozos multilaterales, también denominada TAML (Technical advancement Multilaterals) fue el resultado de la convención de 14 empresas con experiencia en tecnología multilateral reunidas en Aberdeen (Escocia) los días 13 y 14 de Marzo de 1997. Las empresas participantes fueron:

BPX Technology, Sunbury, Inglaterra
Maersk Oil & Gas, Copenhagen
Norsk Hydro, Oslo, Dinamarca
Texaco, Houston, Estados Unidos (EU)
Statoil, Bergen, Noruega
Total, París, Francia
Esso UK, Londres, Inglaterra
Exxon P&R, Houston, EU
Chevron Technology Corp. Houston, EU
Shell Oil (Deepwater division), Nueva Orleans, EU
Mobil Technology Division, Dallas, Texas, EU
Shell International E&P, Riswijk, Holanda
Phillips Petroleum, Tananger, Noruega
Shell UK Expro, Aberdeen, Escocia

El objetivo de este forum fue compartir la experiencia multilateral ganada, con la idea de establecer una dirección más unificada para el desarrollo de la tecnología multilateral. Se solicitó el apoyo de varias otras compañías operadoras y compañías de servicios que proveían equipos y servicios multilaterales, incluyendo una discusión sobre el tema en la serie de Forum SPE sobre Completaciones Multilaterales realizados en 1997 en Breckenridge, Colorado, USA.

Las delegaciones acordaron unánimemente que con el vasto rango de complejidad de pozos multilaterales perforados a la fecha, el desarrollo de un sistema de clasificación tendría un considerable valor agregado en la fase de planeamiento de un pozo multilateral. Los principales beneficios serían:

Determinación de los requisitos de funcionamiento. Se acordó que encontrar los requisitos de funcionamiento de un pozo multilateral que se haya propuesto es clave para conseguir un pozo que cumpla sus objetivos. Un sistema de

clasificación proveería una “mapa de ruta” que permitiría a los ingenieros alcanzar eficientemente estos objetivos.

Utilización del sistema más apropiado. Teniendo los requisitos de funcionamiento determinados, un código de clasificación permitiría la comparación de los requisitos del pozo y las capacidades de los diferentes sistemas que se encuentran en el mercado.

Propagación de conocimiento. Considerando que la cantidad de pozos multilaterales perforados en todo el mundo se incrementa rápidamente existe, sin embargo, una cantidad insignificante de información comparativa disponible. Un código de clasificación permitiría una comparación relevante y precisa de casos e indicadores de performance.

En el presente hay varias matrices existentes, todas con diferencias fundamentales. Los participantes de TAML acordaron, que la matriz de clasificación presentada reemplazaría a las otras y que sería usada por sus respectivas compañías en el futuro.

VI.2 Anexo 2:

Glosario de Términos en Inglés

Casing	Tubería de Revestimiento
Drill pipe	Tubería de perforación
Packers	Empaques
Polished bore receptacle	Receptáculo del ensamblaje de sellos
Latch Coupling	Cople de Encaje
Latch Key	Llaves de Encaje
Liner	Laina
Seal Assembly	Ensamblaje de Sellos
Tailpipe	Tubería de cola
Transition Joint	Tubería de transición
Tubing	Tubería de producción
Washpipe	Barril de Lavado
Whipstocks	Cuñas Deflectoras

CAPITULO VII

BIBLIOGRAFÍA

- Manual de Completación de Halliburton
- Completaciones Multilaterales (Sperry Sun)
- Articulo SPE en JPT 1997 "TAML Clasification"
- Notas de Curso MLT en Nisku, Canada (Sperry Sun)
- New Multilateral Technology Provides cost efficient access to behind pipe Reserves (Conferencia de Oil & Gas Journal en Marzo 2002)