2

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TERMINACION DE POZOS MULTILATERALES.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

EUTIMIO BAILON ZAMBRANO

DIRECTOR DE TESIS: M. I. JOSE MARTINEZ PEREZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO, D. F. FEBRERO DE 2002

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-015

SR. EUTIMIO BAILON ZAMBRANO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TERMINACION DE POZOS MULTILATERALES

	RESUMEN
	INTRODUCCION
I	ANTECEDENTES
II	CLASIFICACION MULTILATERAL
III	SISTEMAS DE TERMINACION MULTILATERAL
IV	IMPACTO ECONOMICO
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 28 de enero de 2002
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERNANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

"TERMINACION DE POZOS MULTILATERALES"

PRESENTADA POR:

EUTIMIO BAILON ZAMBRANO 9458760-1

DIRIGIDA POR:

M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE:	ING. SALVADOR MACIAS HERRERA
VOCAL:	M. I. JOSE MARTINEZ PEREZ
SECRETARIO:	ING. OSWALDO HERNANDEZ MENA
1ER. SPTE.:	ING. MARIA CRISTINA AVILES ALCANTARA
2DO. SPTE.:	ING. OLIVIA BOBADILLA MENDOZA

México, D.F., Enero de 2002

POR SIEMPRE

En la gran colina y el pasto
Está la casa en que habito
Con mi gente mis libros y mi aire
Paisajes de sol y calles concurridas
Donde se comprende la euforia
el futbol y los ovnis

Aurora ríe
Como un sol de franqueza
Como una magia de todos los días
Para fundar una dinastía o un sueño
Nadie nunca te reemplaza
no por nada eres mi madre

Con tu responsabilidad y esfuerzo
Con tu gran tenacidad y dedicación
Con tu fuerza y valor
Jornadas sin descanso y sin dolor
Y sin desesperaciones y sin miedo
que miras y siembras futuro

Tus noches de desvelos sin sueño
Sin luna y no importaba
Sin gente y no importaba
Esta noche otra noche
Sin dejar caer los párpados pesados
Y sin juzgarte ahora en el tiempo
ni nunca

Me avivaste la sangre
Me sacudiste el otoño
Y convocaste lo mejor que tengo
La hazaña que me toca cumplir
Tus ejemplos de a puño
Tus verdades piadosas
están aquí rodeándome juzgándome

Aurora
El amor se lleva en los corazones
Dios fue muy bueno conmigo
Me dio el honor
De ser tu hijo y tu amigo
por siempre

RESUMEN

La tecnología de perforación y terminación de pozos multilaterales es un área de rápido crecimiento en la industria petrolera, se ha incrementado desde principios de los 90's a tal grado que ha llegado a ser una de las innovaciones más importantes dentro de la industria del petróleo, siendo de aplicación común en diferentes partes del mundo.

Hablar de la aplicación de la tecnología multilateral es hablar de la terminación de los pozos multilaterales, la cual es una parte fundamental para una óptima producción de los hidrocarburos.

Este trabajo se divide en cinco capítulos, en los que se han desarrollado conceptos y también un análisis de la información obtenida de las compañías líderes en el ramo de los sistemas de terminación de pozos multilaterales. Con el propósito de ofrecer al lector una fuente de consulta sobre los últimos acontecimientos relacionados con la tecnología de terminación de pozos multilaterales.

Las cinco partes de este trabajo están organizadas de la manera siguiente.

El capítulo 1 inicia con algunos antecedentes sobre la terminación multilateral como son la historia de los pozos multilaterales, definiciones básicas, requerimientos para la terminación multilateral (haciendo énfasis en el aspecto de

la mecánica de producción), el equipo multidisciplinario y las alternativas de revestimiento de los laterales.

El capítulo 2 expone la parte fundamental de la terminación de los pozos multilaterales, las cuales son los tipos de uniones entre los laterales y el pozo principal. Por otra parte, con la introducción del concepto de unión se muestra la clasificación de la terminación de los pozos multilaterales desarrollado por el grupo de Tecnología Avanzada Multilateral (TAML), la cual se basa en dos aspectos: grado de complejidad y clasificación de la funcionalidad. En el grado de complejidad se definen y describen los 7 Niveles existentes de la terminación de pozos multilaterales, mientras que en la clasificación de la funcionalidad se codifican la descripción de pozo y de la unión. Se muestran algunos ejemplos del código de clasificación.

En el capítulo 3 se presentan algunos sistemas de terminación de pozos multilaterales que ofrecen las compañías líderes en el ramo, además de la descripción de algunas herramientas específicas para la terminación multilateral como el niple de entrada lateral para una terminación sin integridad de presión en la unión, el cabezal de achique y desviador junto con la herramienta de reingreso selectivo que dan la pauta para una terminación con Nivel 5. También se incluyen los casos históricos de la terminación de un pozo multilateral inyector en aguas profundas logrado por la compañía Petrobras, siendo el primer pozo multilateral terminado por medio de un equipo semisumergible, así como un pozo multilateral nivel 6; dando el proceso de terminación de cada caso histórico.

En el capítulo 4 se expone la viabilidad económica de los pozos multilaterales, las ventajas y desventajas económicas, los factores que afectan el éxito económico de los pozos multilaterales, y un análisis de costo. Se presenta la comparación de costos entre el pozo inyector multilateral en aguas profundas con terminación Nivel 5 y dos pozos horizontales de inyección, así como el beneficio ecológico al usar pozos multilaterales.

la mecánica de producción), el equipo multidisciplinario y las alternativas de revestimiento de los laterales.

El capítulo 2 expone la parte fundamental de la terminación de los pozos multilaterales, las cuales son los tipos de uniones entre los laterales y el pozo principal. Por otra parte, con la introducción del concepto de unión se muestra la clasificación de la terminación de los pozos multilaterales desarrollado por el grupo de Tecnología Avanzada Multilateral (TAML), la cual se basa en dos aspectos: grado de complejidad y clasificación de la funcionalidad. En el grado de complejidad se definen y describen los 7 Niveles existentes de la terminación de pozos multilaterales, mientras que en la clasificación de la funcionalidad se codifican la descripción de pozo y de la unión. Se muestran algunos ejemplos del código de clasificación.

En el capítulo 3 se presentan algunos sistemas de terminación de pozos multilaterales que ofrecen las compañías líderes en el ramo, además de la descripción de algunas herramientas específicas para la terminación multilateral como el niple de entrada lateral para una terminación sin integridad de presión en la unión, el cabezal de achique y desviador junto con la herramienta de reingreso selectivo que dan la pauta para una terminación con Nivel 5. También se incluyen los casos históricos de la terminación de un pozo multilateral inyector en aguas profundas logrado por la compañía Petrobras, siendo el primer pozo multilateral terminado por medio de un equipo semisumergible, así como un pozo multilateral nivel 6; dando el proceso de terminación de cada caso histórico.

En el capítulo 4 se expone la viabilidad económica de los pozos multilaterales, las ventajas y desventajas económicas, los factores que afectan el éxito económico de los pozos multilaterales, y un análisis de costo. Se presenta la comparación de costos entre el pozo inyector multilateral en aguas profundas con terminación Nivel 5 y dos pozos horizontales de inyección, así como el beneficio ecológico al usar pozos multilaterales.

El capítulo 5 está dedicado a las conclusiones y recomendaciones para la tecnología de terminación de pozos multilaterales.

El presente trabajo, como ya se mencionó cubre los conceptos fundamentales y varios sistemas de terminación de pozos multilaterales; sin embargo, no pretende agotar el tema. Por esta razón, al final del texto se presenta la bibliografía complementaria que puede ser consultada para conseguir una aplicación de los conocimientos de este trabajo, la cual se pone a consideración de los lectores.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

El avance de la perforación horizontal ha derivado a los pozos multilaterales, de esta manera el desarrollo de esta tecnología ha sido bastante relevante en la industria petrolera en la explotación de los hidrocarburos a menores costos en el ámbito mundial.

Los pozos multilaterales pueden utilizarse como una buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos petroleros. Esto es sustentado porque la productividad de los pozos multilaterales llega a ser mayor que la de un vertical, debido a que comunican una mayor área de drene de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite. Además, se reducen los pozos perforados desde la superficie logrando menos aberturas en plataformas marinas y minimización del impacto ambiental en localizaciones terrestres, la mejora de la productividad y la última recuperación realza la economía en pozos nuevos y maduros, y permiten el desarrollo de reservas que se consideran no económicas.

Para el caso de la perforación multilateral, en la selección y configuración del pozo el diseño parte de la primera etapa (pozo principal) donde se determina la trayectoria y objetivo particular del pozo lateral. Una vez que el pozo ha alcanzado la profundidad en la cual se encuentra el yacimiento, diversos parámetros deben tomarse en cuenta para determinar si es económicamente factible la terminación del pozo y de cómo debe ser terminado (segunda etapa). La cantidad y tipo de

hidrocarburos presentes, el mecanismo de empuje al que están sometidos, la porosidad y la permeabilidad de la roca del yacimiento, son algunos de tales parámetros.

La terminación de un pozo petrolero complementa la perforación y es tan importante como ésta. Por medio de la terminación de un pozo se pueden extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie.

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento (TR) de explotación, que es la que aisla la zona productora.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Por esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje, etc.).

Otros parámetros, tales como: la integridad de la formación, la cantidad y distribución vertical de las zonas productoras, el tamaño de los granos sedimentarios y las propiedades físicas y químicas de los fluidos de la formación, influyen en la selección de la tubería de revestimiento y demás equipo que se instale para controlar la producción y prevenir daño a la formación.

La tubería de revestimiento en los pozos es una de los elementos más importantes, no sólo en el aspecto económico sino también en cuanto a sus funciones. Entre las principales se pueden mencionar las siguientes: sirve de base para instalar el equipo superficial del pozo, evita derrumbes de las paredes del pozo, facilita las corridas de la TP, accesorios, etc.

En los pozos someros usualmente se utiliza una tubería superficial y una de explotación; en pozos profundos además de las anteriores se utilizan una o dos tuberías intermedias, y la de explotación que en algunos casos es una tubería corta (liner).

La tecnología de terminación de pozos multilaterales ha llamado la atención en gran parte durante los últimos diez años. A lo largo de este período se han desarrollado sistemas de terminación multilateral que facilitan la aplicación de esta tecnología en conjunto con la operación de herramientas especiales para la terminación, ya que las primeras terminaciones se venían dando en agujero descubierto y hoy en día surge la necesidad de cementar las tuberías de revestimiento en la zona productora para aislar zonas indeseables con el fin de realizar trabajos futuros de reparación.

La terminación deberá planearse y se elaborará un programa que indique la secuencia de trabajos que se realizarán. Se incluirá el estado mecánico del pozo, así como de los accesorios que se van a utilizar. En la planeación no sólo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente de la vida del pozo, sino las condiciones del pozo a lo largo plazo, previniendo las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial.

La terminación se lleva a cabo después de que se ha cementado la tubería de revestimiento de explotación o bien en agujero descubierto.

Para la terminación multilateral se tienen dos tipos de pozos principales que son:

- Pozo principal en agujero descubierto
- Pozo principal revestido y cementado

De esta manera, hay una diversidad de sistemas de terminación de pozos multilaterales teniendo en mente las diferentes funciones que presentan.

En la selección de los sistemas de terminación multilateral se debe considerar la flexibilidad de la administración de los laterales, y deben proporcionar la tecnología de herramientas para tener flexibilidad durante las intervenciones a futuro.

El objetivo primordial de este trabajo es mostrar los recientes avances y desarrollos en los sistemas de terminación multilateral, señalando las diferentes opciones de terminación multilateral disponibles. Ilustra los escenarios de pozos multilaterales simples terminados en agujero descubierto hasta sofisticados sistemas de re-entrada selectiva multilateral, sus más notables ventajas y limitaciones para cada uno.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1 GENERALIDADES

El desarrollo y el proceso de evolución de la tecnología de perforación y terminación multilateral es similar a la tecnología horizontal, en los últimos años se ha visto un crecimiento en la tecnología multilateral para optimizar la producción y disminuir el costo por barril durante la vida del yacimiento.

El desarrollo de la tecnología de terminación multilateral se divide en tres fases: retórica, implantación, y perfeccionamiento. La fase de retórica ha empezando hace algunos años. La fase de implantación se está llevando a cabo en varias partes del mundo donde los operadores ganan experiencia para entrar de lleno a la fase de perfeccionamiento, a fin de estandarizarlos y poder aplicarlos eficientemente.

En este proceso están implicadas zonas de diferente presión y formaciones sin consolidar, por lo tanto, existe la necesidad de proveer una estabilidad mecánica entre la unión del nuevo agujero y el agujero productor, además los requerimientos

incluyen la necesidad de proporcionar una presión hidráulica estable entre éstas áreas. La tecnología multilateral se ha enfocado en los sistemas de terminación multilateral para mejorar la estabilidad de la unión multilateral. Esto implica un riesgo asociado.

Más de 1,000 pozos multilaterales han sido perforados, y se han realizado muchas terminaciones en agujero descubierto y otras han sido revestidas durante los últimos años. Ahora, se está enfatizando hacia sistemas integrados y métodos que permitan a los operadores realizar intervenciones futuras mientras se mantiene el control individual de las secciones del pozo. La confiabilidad de esta tecnología está siendo probada y desarrollada por las compañías de servicio, lo cual permite el desarrollo de agujeros múltiples o pozos multilaterales, para mejorar la producción y la reducción de los costos de producción para la industria petrolera.

Para comprender mejor esta tecnología se requieren conocimientos de operación y sus necesidades. La investigación en los últimos años ha mostrado que los sistemas de terminación multilateral, para ser viables, deben:

- **Permitir el reingreso dentro de las secciones laterales a través de una sarta de producción simple**
- **Proporcionar un sistema no mezclado para los yacimientos diferidos**
- **Proporcionar el aislamiento de zonas específicas dentro de las secciones laterales**
- **Proporcionar la capacidad de cementar TR's cortas (liners) en las secciones laterales**

Considerando estos manejos, los beneficios de la tecnología multilateral llega a ser evidente. La integración de las técnicas de perforación y terminación podrían finalmente dar la capacidad no solamente de la terminación de las secciones laterales sino también permitir intervenciones futuras dentro de las secciones laterales para el control y la estimulación.

1.2 HISTORIA DE LOS POZOS MULTILATERALES

La aplicación de los pozos multilaterales no es un concepto nuevo, ya que desde 1953, Alexander Gregorian (ingeniero ruso), perforó lo que hoy podría ser conocido como el primer verdadero pozo multilateral. En ese tiempo, los ingenieros rusos adquirieron un extenso conocimiento en los motores de fondo. El uso de esta tecnología, llegó a ser una progresión natural para perforar secciones horizontales, y una vez que se perforó un horizontal, se empezaron a perforar desviaciones laterales a partir del pozo patrón y ramificaciones a partir de los laterales. Según el reporte de estos experimentos la producción fue excelente, pero por alguna razón, la tecnología fue abandonada. No fue hasta la década de los 80's que las operaciones empezaron a considerarse para las tecnologías horizontal y multilateral. Por algún tiempo, las formaciones de Austin Chalk del Sur de Texas, E.U.A., fueron extensamente fracturadas con éxito moderado. Las compañías como Oryx Energy Co., Union Pacific Resource Co., y otras empezaron a perforar horizontalmente, atravesando fracturas naturales teniendo como resultado grandes relaciones de producción.

Con esta aplicación exitosa de la tecnología horizontal comienza el auge de la perforación multilateral que coincide exactamente con la necesidad de la industria para ejercitar al personal, desarrollo de equipc, y construcciones confiables en pozos multilaterales, (figura 1.1). Las formaciones duras y consolidadas permitieron que los pozos se terminaran en agujero descubierto.

En 1995 se incrementó la aplicación de la tecnología multilateral, considerando el aspecto de la terminación, que es lo que más se toma en cuenta en ésta tecnología. Las principales compañías internacionales de servicio han instalado varios sistemas de terminación para lograr una óptima producción de los pozos multilaterales.

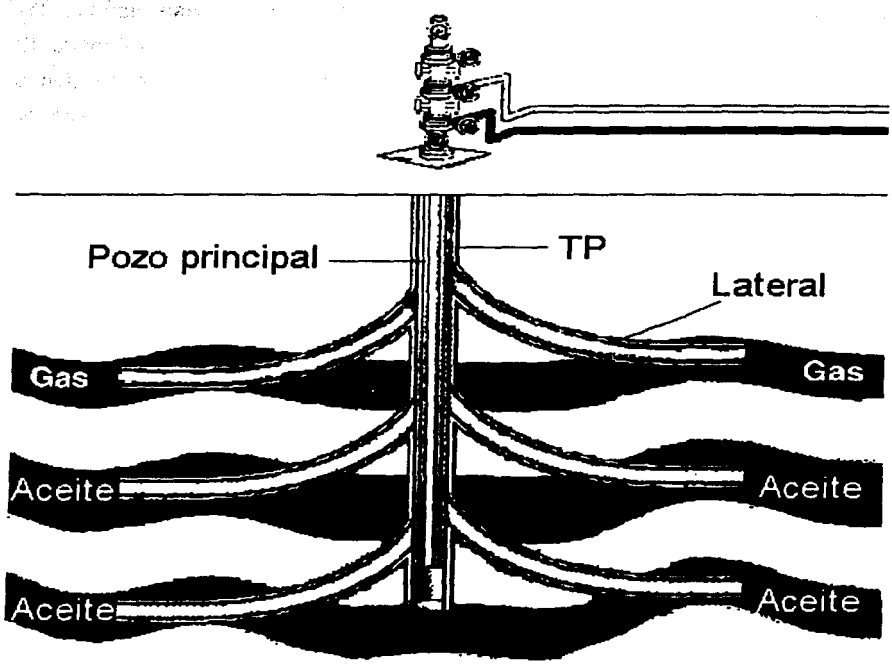


Figura 1.1 Pozo multilateral

1.3 DEFINICIONES BÁSICAS

Para entender mejor la tecnología de terminación de pozos multilaterales, se considera necesario conocer ciertas definiciones, (figura 1.2).

LATERAL. Es un agujero de pozo perforado a partir de un pozo principal.

UNIÓN. Es el punto de intersección del lateral con el pozo principal o de la rama con el lateral.

PERFORACIÓN MULTILATERAL. La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento, es decir, perforar uno o varios laterales en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie por la perforación de pozos verticales, conflictos sociales y localizaciones inaccesibles.

El número de laterales varía de uno a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de reservas de hidrocarburos a un bajo costo. Los diseños de curvaturas disponibles para crear los laterales son: los métodos de radio de curvatura largo, medio, corto, y ultracorto.

POZO COMÚN. Es aquel típicamente vertical, el cual se extiende desde la superficie hasta la cima del lateral más profundo.

POZO MULTILATERAL. Un pozo multilateral es un pozo en el cual son perforados agujeros múltiples o laterales a partir de un pozo principal. El pozo principal y los laterales pueden ser verticales, horizontales o desviados en el mismo o en diferentes planos, así como también pueden estar cementados o

mantenerse en agujero descubierto, para alcanzar diferentes localizaciones productoras en el yacimiento.

Las configuraciones de los pozos multilaterales pueden ser apilados, superior e inferior, planar, y opuestos. Las configuraciones complejas tienen nombres como splay, fork, radial. El número de laterales son generalmente referidos como laterales dobles, trilateral, cuádruple, etc.

POZO DOBLE LATERAL OPUESTO. Es un pozo con dos laterales opuestos 180° uno del otro. Un lateral está buzamiento arriba en la formación y el segundo lateral buzamiento abajo. Esta opción duplica la longitud de la sección horizontal.

POZO DOBLE LATERAL APILADO. Es un pozo con dos laterales perforados a lo largo del mismo azimut a diferentes profundidades. Este tipo de pozo puede ser usado para producir dos zonas diferentes o producir arriba y abajo de una barrera permeable.

POZO DOBLE LATERAL TIPO TENEDOR. Es un pozo con dos laterales simétricos perforados en un plano horizontal en la misma dirección y a la misma profundidad vertical.

POZO RADIAL. Es un pozo con laterales horizontales especiales caracterizados de un radio de curvatura ultracorto y de longitud horizontal relativamente corto, colocados a la misma profundidad, y penetrando a un yacimiento alrededor de un solo pozo común.

POZO RAMIFICADO. Es un pozo con laterales perforados a partir de un lateral horizontal en un mismo plano horizontal, y son de radio ultracorto.

POZO SPLAY. Es un pozo con laterales perforados a partir de un lateral horizontal en el plano vertical.

POZO TIPO PATA DE GALLO. Son laterales múltiples (típicamente tres), los cuales nacen en el mismo empalme del pozo común y el mismo plano horizontal. Uno de los laterales es paralelo al pozo común, en tanto los otros dos están defasados a 45°.

TERMINACIÓN MULTILATERAL. La terminación multilateral es una operación crítica que depende de la complejidad de la desviación del pozo, del tipo de pozo, de las alternativas de tubería de revestimiento, y del tipo de sistema de terminación seleccionado.

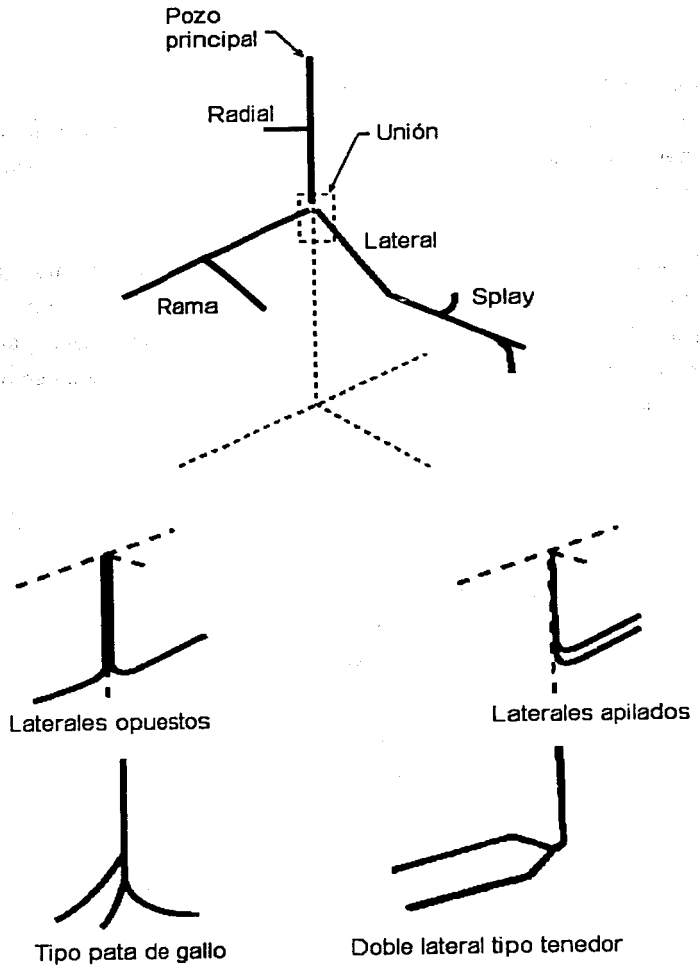
SISTEMA DE TERMINACIÓN MULTILATERAL. Es un sistema que usa herramientas específicas para producir un pozo multilateral de una manera eficiente y a bajo costo, permitiendo opciones de producción mezclada o aislada, y el reingreso selectivo a los laterales durante la vida del pozo, según se requiera. Tomando en cuenta la integridad mecánica e hidráulica de la unión.

1.4 REQUERIMIENTOS DE LA TERMINACIÓN MULTILATERAL

En la actualidad, las principales compañías de servicio manufacturan varios sistemas de terminación de pozos multilaterales, los cuales van desde sistemas simples hasta sistemas complejos y mecanismos de selección de reingreso lateral. Antes de elegir un sistema en particular, el operador necesita asegurarse que los parámetros de yacimiento, la economía y todas las estrategias de desarrollo de campo sean consideradas como parte de un proceso inicial de selección.

Cuando se considera una terminación multilateral, se debe tener particular atención en los siguientes parámetros.

Figu **aterales**



1. YACIMIENTO ADECUADO

Los sistemas multilaterales incrementan la producción de un pozo y la última recuperación de aceite, proporcionan menos costo por barril comparado con pozos simples convencionales, a veces, el costo de un pozo multilateral va a ser mayor que un pozo vertical u horizontal, pero los beneficios van a derivarse en el incremento de la producción o de las reservas.

Los sistemas multilaterales pueden ser aplicados en todos los pozos de producción localizados en una formación productora simple y en formaciones productoras separadas. Esto permite un diseño de drene óptimo, gran exposición de fracturas, disminuye la probabilidad de la conificación de agua o de gas debido al abatimiento de la presión, las formaciones marginales pueden ser producidas, mejora de la eficiencia de recuperación, incrementa la producción actual, y reduce el daño ambiental, entre otros.

La inversión en la tecnología multilateral no esta justificada sin una cuidadosa selección de los yacimientos candidatos o factibles, los cuales son aquellos que tienen: **una estructura de domo, formaciones de poco espesor, de baja permeabilidad, formaciones relativamente explotadas o de baja presión, estratos con fracturas verticales aisladas, cuerpos productores multicapas, yacimientos con problemas de conificación de agua o gas, yacimientos de aceite pesado, yacimientos de difícil acceso, yacimientos estratificados, entre otros.**

Además existen casos en yacimientos que requieren inyección de agua, así los multilaterales pueden ser usados para optimizar el control de presión y mejorar la eficiencia de barrido, en la inyección de agua de yacimientos en zonas de permeabilidad diferentes, la longitud de los laterales puede ser ajustada de acuerdo a la calidad de cada capa.

2. CARACTERISTÍCAS DE LA FORMACIÓN EN EL PUNTO DE LA UNIÓN DEL AGUJERO LATERAL

Como en los pozos convencionales, se debe considerar la estabilidad del pozo cuando éste no es revestido y cementado. Con un sistema multilateral, la geología en la unión de los laterales debe ser cuidadosamente estudiada.

Las terminaciones multilaterales más estables son las que se diseñan con el punto de desviación localizado en una formación fuerte, competente, y consolidada, que permiten la terminación en agujero abierto. Sin embargo, si la geología u otras condiciones de fondo impiden este tipo de terminación, se puede considerar un soporte mecánico y/o aislamiento hidráulico, como parte del diseño.

3. DIFERENCIAL DE PRESIÓN EN LA UNIÓN

Aún si la formación en la unión es inicialmente fuerte, en el diseño de terminación se debe considerar como va a comportarse el yacimiento cuando existan abatimientos de presión inesperados durante la producción. Si la formación de la unión no puede retener esta integridad cuando ocurran abatimientos de presión, es necesario considerar el aislamiento hidráulico.

4. MECÁNICA DE PRODUCCIÓN

En el diseño de la terminación multilateral, tanto el pozo como el aspecto de regulación y requerimientos ambientales, ejercen una fuerte influencia, particularmente en zonas consideradas aisladas.-

Cualquiera de estos factores, individual o combinados, podrían necesitar aislamiento, lo cual se logra utilizando una sarta de producción doble a la superficie cuando la producción es de yacimientos múltiples. Por otra parte. debido al tamaño de la tubería de producción (TP) y de la tubería de revestimiento (TR)

se necesita a veces que la producción sea mezclada en la unión lateral y producido a través de una sola sarta. Comúnmente los sistemas multilaterales están disponibles para tener producción mezclada o aislada.

Para un sistema de terminación, la producción influye en la selección final. Los parámetros principales de producción los cuales afectan la selección de un sistema de terminación particular son la interface yacimiento-agujero de pozo, producción mezclada y aislada.

INTERFACE YACIMIENTO-AGUJERO DE POZO. Este parámetro va a determinar el tipo de terminación el cual es aplicado (agujero descubierto, TR corta ranurada, TR cementada y perforada).

Una terminación en agujero descubierto con producción mezclada es la forma más simple de la perforación y terminación de un pozo multilateral.

Una terminación con TR ranurada podría ser aplicada en uno o más de los laterales, para el control de producción de arena y proporcionar un grado de soporte relativo a bajo costo, logrando un aislamiento simple en los laterales incorporando empacadores externos (ECP's) y camisas deslizables(SSD's).

Las terminaciones revestidas y cementadas ofrecen un alto grado de integridad mecánica, este tipo de sistemas es necesario para yacimientos que requieren propiamente una zona de aislamiento y/o estimulación hidráulica, sin embargo, este método de terminación aumenta el costo del proyecto.

PRODUCCIÓN MEZCLADA. Los gastos de tubería adicional hacia la superficie pueden ser minimizados usando una sola sarta principal de producción y una conexión de desviación para la selección de re-entradas. Si existe una alta diferencial de presión entre los laterales o los fluidos producidos de un número de

laterales son incompatibles, podría ser necesario tener sartas de producción separadas dentro del mismo agujero (flujo no mezclado).

PRODUCCIÓN AISLADA. En un sistema sencillo, los laterales pueden ser aislados colocando tapones y/o empacadores, y también instalando camisas deslizables, las cuales, pueden ser abiertas y cerradas según la producción requerida. Donde se considera un fracturamiento hidráulico y se tiene una gran presión, va a ser necesario realizar una integridad mecánica e hidráulica y la cementación de los laterales puede ser la primera consideración.

5. CAPACIDAD DE REINGRESO

Durante el ciclo de vida productiva de un pozo multilateral, probablemente se requieran las operaciones de intervención para el monitoreo del yacimiento, un adecuado mantenimiento de la productividad del pozo y operaciones de reparación, requiriendo re-entrar en uno o más de los laterales productores.

Ciertamente es fácil diseñar un sistema multilateral cuando no se considera la re-entrada. Sin embargo, la vida óptima del pozo se alcanza con frecuencia a través de limpiezas periódicas o estimulaciones, lo cual requiere de las re-entradas a los laterales.

Como el número de perforaciones y terminaciones de pozos multilaterales se ha incrementado, las aplicaciones de intervención y servicio llegan a ser importantes, éstas pueden ser:

- **Extender los laterales existentes o perforar más laterales**
- **Desempeño de operaciones de registros e inspecciones de video en uno o más laterales**
- **Operaciones de limpieza o estimulaciones**
- **Colocación y recuperación de tapones**

- **Operación de SSD's, ECP's, estranguladores o válvulas de control de flujo**
- **Operaciones de reparación y mantenimiento**
- **Invasiones químicas**
- **Fracturamiento hidráulico**
- **Re-terminación como resultado de los cambios de las condiciones del yacimiento o la implantación de una nueva estrategia de producción**
- **Abandono de un lateral en particular**

El éxito de la operación de intervención de los pozos multilaterales depende de la habilidad para seleccionar la re-entrada en el lateral deseado y desempeñar la operación requerida, y en el aislamiento y abandono de un lateral sin causar deterioro en los demás laterales del sistema.

La habilidad para llevar a cabo alguna de las intervenciones anteriores va a depender del diámetro interno de la tubería y de la accesibilidad de los laterales.

DIÁMETRO INTERNO. Las restricciones del diámetro interno impuestas por la tubería de terminación y de los diámetros de SSD's, estranguladores, perfiles de niples, etc. Esto limita a los sistemas con laterales con diámetros pequeños.

ACCESIBILIDAD A LOS LATERALES. El grado de accesibilidad a los laterales va a depender de la complejidad del sistema de terminación. Los escenarios de accesibilidad son:

- **Terminaciones simples**. Las terminaciones en agujero descubierto con producción mezclada pueden ser re-entrados con tubería curvada o con un desviador recuperable, pero el riesgo que se encuentra es la estabilidad del agujero o problemas debido al daño de la formación.

- **Terminaciones no accesibles (ECP o SSD o combinación de ambas).** Ofrecen la opción de producción selectiva, pero no se tiene acceso a los laterales para realizar operaciones de reparación, la única posibilidad de acceso es remover el equipo de terminación del agujero principal.

- **Terminaciones de entrada limitada**. Ofrecen acceso a un lateral a través de una salida de la ventana la cual es precortada en una TR especial ranurada que contiene un desviador perforado (kick-plate doble lateral).

- **Terminaciones de reingreso selectivo**. Pueden contener una conexión de compuerta o desviador el cual permite que los laterales sean cerrados o accesados a través de la tubería de producción principal. Un número de terminaciones como TR's cortas ranuradas, mallas preempacadas, y opciones de intervención están disponibles.

- **Sistemas de doble terminación**. Comprenden dos sartas de producción, las cuales pueden ser usadas para llevar a cabo funciones separadas dentro del mismo agujero principal. Dos yacimientos incompatibles pueden ser producidos independientemente hacia la superficie por medio de sartas dobles, o una sarta puede ser usada para la producción mientras que la otra es usada para inyección.

- **Sistemas de terminación con empaque separador**. Pueden ser re-entrados sin requerir un desviador y tienen la capacidad de intervención independiente e integridad hidráulica, similar a los sistemas de doble terminación. El sistema puede ser totalmente cementado hasta la superficie, y pueden llevarse a cabo fracturamientos hidráulicos y operaciones de re-entrada.

Después de considerar los requerimientos de la terminación multilateral, un número de opciones de terminación están disponibles para una aplicación en particular. La figura 1.3 muestra el diagrama de flujo que puede ser usado como guía general para seleccionar las opciones de terminación.

1.5 EQUIPO MULTIDISCIPLINARIO

Agrupar un equipo multidisciplinario es crucial para tener éxito en la aplicación de la tecnología multilateral. En cada fase de desarrollo y con cada trabajo nuevo, los operadores y las compañías de servicio aprenden lecciones nuevas que pueden ser aplicadas para mejorar los procesos, los registros de documentos, y el adiestramiento para el siguiente trabajo. Con esta filosofía, muchos operadores adoptan e incrementan las aplicaciones multilaterales, construyendo terminaciones más complejas y con menos contingencias.

Un equipo multidisciplinario podría establecerse con las siguientes disciplinas y áreas del conocimiento: cementación, equipo de terminación, herramientas de perforación, planeación de trayectorias de perforación de pozo direccional, registros, perforación, servicio de línea de acero, servicios de herramientas de TR, y estimulación.

El grupo multidisciplinario también debe incluir a ingenieros de operación y diseño en las áreas de ingeniería petrolera, geólogos, petrofísicos, e ingenieros y representantes de las compañías de servicio para planear las acciones de contingencia que pudieran surgir en el desarrollo de la terminación de un pozo.

El análisis de estabilidad del agujero durante la planeación de los pozos laterales tiene primordial importancia dentro de las consideraciones económicas y de operación.

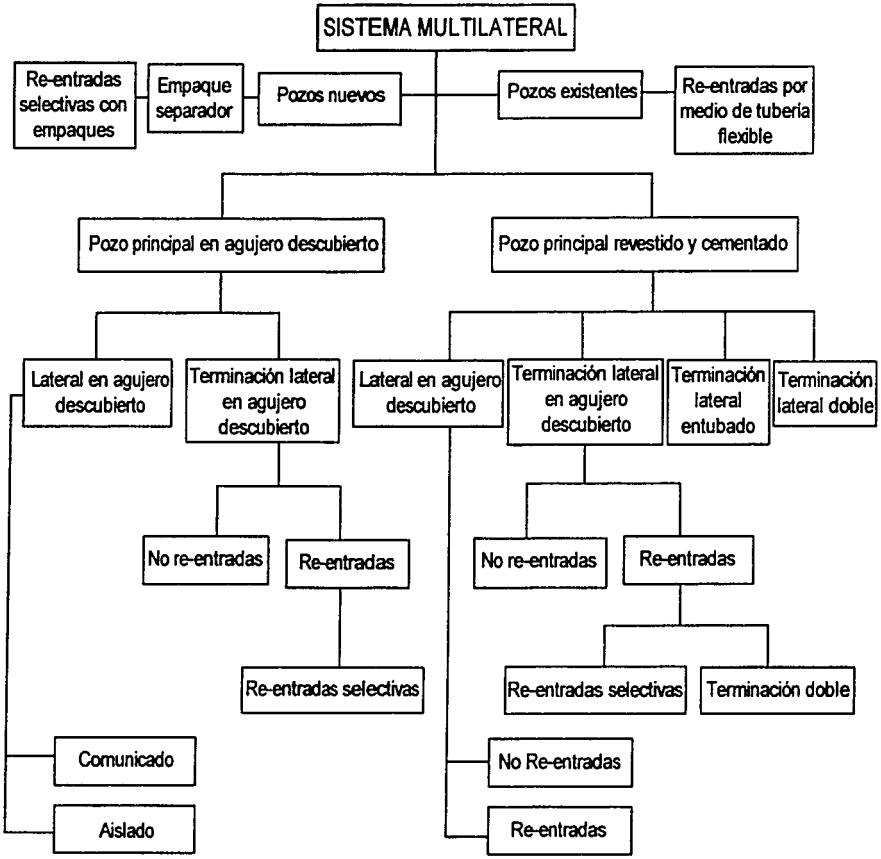


Figura 1.3 Selección de candidatos para la tecnología de terminación multilateral

Este concepto es amplio, ya que se debe tener con claridad el conocimiento del campo de esfuerzos de la formación, definido por los siguientes parámetros básicos:

- La magnitud del esfuerzo horizontal máximo, σ_H
- La magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, σ_h
- La magnitud del esfuerzo de sobrecarga, σ_V

Junto con las características de resistencia mecánica de la formación, el conocimiento del campo de esfuerzos permite establecer el peso adecuado del fluido para la perforación de pozos, y en el caso de pozos laterales la mejor trayectoria del pozo que desde el punto de estabilidad puede corresponder a su alineación con el menor esfuerzo horizontal.

Además durante el proceso de la planeación multilateral, el grupo multidisciplinario debe considerar varios factores tales como:

- **Tiempo estimado de la vida productiva del pozo**
- **La mejor geometría del pozo para optimizar la producción**
- **Los tipos de terminación disponibles**
- **Diseño de las TR's laterales, técnicas de cementación y los sistemas de tie-back disponibles**
- **El tiempo de operación de cada etapa de perforación y terminación**
- **Entradas laterales: Estas deben tener la facilidad de re-entrada con herramientas acopladas a la tubería de producción (TP) o a la tubería flexible (TF)**
- **Aislamiento: Este debe caracterizarse por las operaciones de control adecuado del flujo de fluidos de los otros ramales hacia el pozo principal**
- **Selectividad: Esta debe permitir la re-entrada en forma selectiva a uno de los laterales cuando se requieran hacer trabajos de reparación**

- **Flexibilidad:** Esta debe permitir los cambios de intervalos productores, o realizar trabajos de toma de información cuando se presenten síntomas de cambios en los ramales
- **Estabilidad de los Laterales:** Debe ser capaz de proporcionar una cierta estabilidad de los laterales, a fin de evitar el colapso de los mismos

1.6 TIPOS DE TERMINACIÓN LATERAL

Aunque, muchos de los esfuerzos del sistema multilateral han sido enfocados en la tecnología para crear las uniones, la localización y protección de los laterales es extremadamente importante.

La selección del método de terminación para los agujeros laterales requiere de ciertas consideraciones tales como, estabilidad del agujero y producción de arena, diámetro del agujero, alternativas de TR's, capacidad y sistemas artificiales de producción, aislamiento de zonas de agua, gas y de fracturas naturales.

Los objetivos de los tipos de terminación lateral son:

- **Prevenir el colapso del agujero**
- **Eliminar la producción de arenas**
- **Aislar zonas productoras de agua y gas**
- **Permitir tratamientos efectivos de estimulación entre otros**

1. AGUJERO DESCUBIERTO

Esta terminación se caracteriza por su simplicidad y bajo costo. Prácticamente la tubería de revestimiento es cementada en la cima de la zona productora y la sección horizontal es dejada en agujero descubierto.

Es aplicable en formaciones estables y apropiada para carbonatos y zonas de calizas fracturadas, así mismo en formaciones altamente permeables y donde la conificación de agua y gas no se hagan presentes.

La producción en agujero descubierto es tres veces más alta que alguna otra opción de terminación, debido a que se tiene una gran área abierta al flujo y menos restricciones de producción, ésta puede ser controlada en algunas secciones, así también es una causa del mínimo daño por la ausencia del cemento.

Para llevar a cabo altos gastos de producción en éste tipo de terminación es necesario haber dejado una buena limpieza del agujero y el mínimo daño durante las etapas de perforación y terminación. En algunos casos, para asegurar la limpieza del agujero se perfora con el sistema bajo-balance.

2. TUBERÍA RANURADA

La terminación con tubería ranurada es económica y muy común en la terminación de pozos multilaterales. La mayor ventaja de la tubería ranurada es la protección del agujero para evitar el colapso, ésta soporta la estabilidad del agujero cuando se presentan cavidades en el frente y que restringen severamente la producción, así también mantiene la integridad del agujero cuando la presión de formación decrece con el tiempo de producción, (figura 1.4).

El diámetro de las perforaciones de la tubería va de 0.02 pg. a 0.25 pg., este rango puede variar de acuerdo a la capacidad de la tubería para un buen control de arenamiento (menos de 0.02 pg.), la tubería ranurada es susceptible al taponamiento cuando las partículas son de un diámetro muy pequeño.

Las desventajas de la tubería ranurada son:

- **No provee aislamiento de zonas de interés**
- **Es necesario sacarla para realizar trabajos de reparación**
- **No controla la producción de arena**

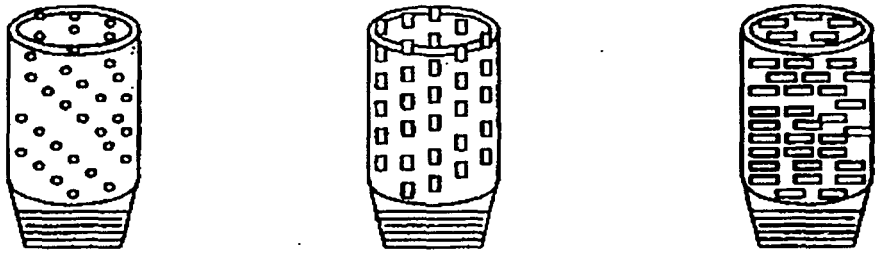


Figura 1.4 Tipos de tubería ranurada

3. TUBERÍA RANURADA CON EMPACADOR EXTERNO (ECPs)

Este tipo de terminación es similar al de la tubería ranurada, con excepción de que se corre con un empacador externo para conseguir aislar alguna zona que requiera de una acidificación o para separar algunos intervalos dañados, también es aplicable para llevar a cabo una cementación estratégica por intervalos sin cementar todo el agujero.

Las aplicaciones para este tipo de terminación son:

- **Aislamiento de zonas, ya sea de fracturas indeseables, cementación o producción en intervalos de interés**
- **Estimulaciones selectivas en los intervalos productores**
- **Aislar y cementar zonas por debajo de la tubería ranurada**

4. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CEMENTADA

Este tipo de terminación es muy costoso y muy complicado desde el punto de vista operativo, pero ofrece buena integridad ya que, prolonga la vida del pozo evitando el colapso del agujero. Así también facilita los trabajos de reparación, requerimientos de estimulación y limpieza, abandonos temporales y totales y la toma de registros de producción. La terminación con tubería cementada es aplicable a pozos exploratorios, pozos de alta presión y pozos con problemas de conificación. La mayor desventaja de éste tipo es la restricción de la producción debido a su comunicación con el yacimiento.

5. TUBERÍA PRE-EMPACADA Y PROTEGIDA

Esta terminación es aplicable a yacimientos con formaciones bajo consolidadas y con permeabilidad alrededor de 1 darcy. Generalmente se utiliza en yacimientos que se tiene gran producción de arena y es mejor que cuando se aplica la tubería ranurada. La técnica consiste en la colocación de una malla 40 – 60 pre-empacada con grava y resina en la tubería para el control de la producción de arena. El diseño de la malla depende de las condiciones del yacimiento, no es recomendable en terminaciones donde es necesario aislar intervalos de gas y agua.

CAPÍTULO 2

CLASIFICACIÓN MULTILATERAL

2.1 GENERALIDADES

Los sistemas de terminación de pozos multilaterales permiten una variedad de uniones para ser instaladas, dependiendo de las necesidades del operador. Para esto, existe una guía en la industria del petróleo para la clasificación de la terminación de pozos multilaterales, realizada por operadores del grupo de Tecnología Avanzada Multilateral (TAML); la cual se refiere al grado de complejidad de la técnica de la unión, y al grado de sofisticación de la terminación usada; además tiene la ventaja de contar con un mismo tipo de clasificación multilateral.

Los siete Niveles de configuración de la terminación de pozos multilaterales definidas y acordadas por el grupo TAML, van desde el más simple (Nivel 1) hasta el más complejo (Nivel 6S), y permiten a los operadores comparar y clasificar los diferentes conceptos y grados de dificultad, enfoques completamente diferentes son requeridos para cada uno de estos Niveles y la unión juega un papel clave en los procedimientos y descripciones, especialmente en referencia a la integridad de

presión. La clasificación de la terminación multilateral se realizó considerando dos aspectos principales: grado de complejidad y clasificación de funcionalidad.

2.2 TIPOS DE UNIONES

Al implantar un pozo multilateral, el tipo de unión requerido va a determinar el Nivel de complejidad de la terminación multilateral. La unión es definida como el punto en el cual surgen dos agujeros de pozo multilaterales. Existen dos categorías principales de uniones multilaterales.

UNIÓN SIN REVESTIR. Como su nombre lo indica, no existe ningún revestimiento en el lateral. El pozo principal puede estar o no cementado. Históricamente, las uniones sin revestir han sido fáciles y baratas para su instalación, por eso, éstas han prevalecido mucho más que las uniones revestidas. Sin embargo, para instalar una unión sin revestir, debe seleccionarse una formación adecuada para que no vaya a colapsarse, cuando esto no es posible, se debe tomar en cuenta una unión revestida.

UNIÓN REVESTIDA. Cuando se tiene una TR lateral unida al pozo principal, se habla de una unión revestida. Dicha unión puede ser realizada mecánicamente, colocando el revestimiento y cementándolo, o realizando grandes agujeros e instalando uniones premanufacturadas.

Las uniones también pueden ser aisladas o no aisladas. Las uniones aisladas tienen estabilidad mecánica e integridad hidráulica mientras que las uniones no aisladas tienen únicamente estabilidad mecánica.

Los factores que deben ser tomados en cuenta para determinar la unión y el diseño de terminación son:

- **Características de la formación de la zona productora lateral**
- **Características de la formación de la zona en la cual esta localizada la salida de la TR**
- **Presión diferencial esperada en la unión**
- **Diferencia de presiones entre la zona lateral superior y la zona inferior de producción del pozo principal**

Estos factores individual o colectivamente junto con los objetivos generales de pozo y los parámetros de operación, pueden determinar que tipo de unión es requerida. Cada unión lateral de pozo debe ser evaluada usando estos parámetros para determinar la producción del pozo.

Mientras que algunas uniones dependen de las características de la formación para ser exitosamente creadas, otras requieren de la cementación de las TR's del pozo principal y lateral, para lograr una integridad mecánica; y a veces, el uso de empacadores y tuberías para proporcionar un aislamiento hidráulico.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LA TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES

El grupo TAML formado por operadores con experiencia multilateral y dedicado a la mejora de las tecnologías multilaterales, desarrolló un sistema de clasificación común de terminación de pozos multilaterales que se puede considerar durante la fase de planeación de un pozo multilateral, basado en el tipo de soporte de unión dado.

Este grupo realizó un foro en 1997 en Aberdeen, Escocia, cuyo objetivo principal fue que los participantes compartieran sus experiencias en tecnología multilateral adquirida alrededor del mundo, con el propósito de unificar el rumbo del desarrollo de la tecnología multilateral, la tabla 2.1 muestra las compañías participantes en dicho foro.

Compañía	País
BPX Technology	Sunbury, Inglaterra
Maersk Oil & Gas	Copenhague, Dinamarca
Norsk Hydro	Oslo, Noruega
Texaco	Houston, U.S.A.
Statoil	Bergen, Noruega
Total	París, Francia
Esso UK	Londres, Inglaterra
Chevron Technology Corp.	Houston, U.S.A.
Exxon Prod´n Research	Houston, U.S.A.
Shell Oil	Louisiana, U.S.A.
Mobil Technology	Dallas, U.S.A.
Shell International E&P	Riswijk, Países Bajos
Phillips Petroleum Co.	Tananger, Noruega
Shell UK Expro	Aberdeen, Escocia

Tabla 2.1 Compañías participantes en el grupo TAML

El sistema de clasificación fue considerado necesario debido al amplio rango de pozos complejos multilaterales, y además desarrollado para determinar los requerimientos funcionales de una propuesta de pozos multilaterales, para ayudar a utilizar el sistema más apropiado para los requerimientos funcionales determinados, y ayudar a transferir la información de los proyectos multilaterales.

La clasificación abarca la instalación de varios tipos de uniones, dependiendo de las necesidades de operación como las dictadas por la geología, ingeniería, y consideraciones económicas.

Esta clasificación proporciona una estructura común para que la complejidad de la unión y los tipos de pozos puedan ser descritos y clasificados. La clasificación acordada por el grupo TAML toma en cuenta dos aspectos:

1. **Grado de complejidad**
2. **Clasificación de funcionalidad**

2.4 GRADO DE COMPLEJIDAD

Para comprender eficazmente los diferentes tipos de pozos multilaterales que pueden ser terminados y las complejidades de la tecnología multilateral, es necesario primero dividir el proceso de terminación multilateral en Niveles, en función del riesgo y del grado de complejidad.

El grado de complejidad consiste de un solo carácter numérico empezando con 1 y finalizando en 6S, la complejidad se incrementa en forma ascendente del Nivel, (figura 2.1). El Nivel indica la complejidad del pozo, la cual se basa en la complejidad de la unión, en un pozo con más de dos uniones, la unión más compleja es usada como referencia.

Desde el punto de vista de perforación no existe mucha diferencia entre el pozo multilateral más simple y el pozo multilateral más complejo, sin embargo, el equipo de terminación entre estos dos sistemas va a tener muy poco en común. El riesgo implicado también va a variar drásticamente. Los Niveles de terminación multilateral son ampliamente usados por los operadores.

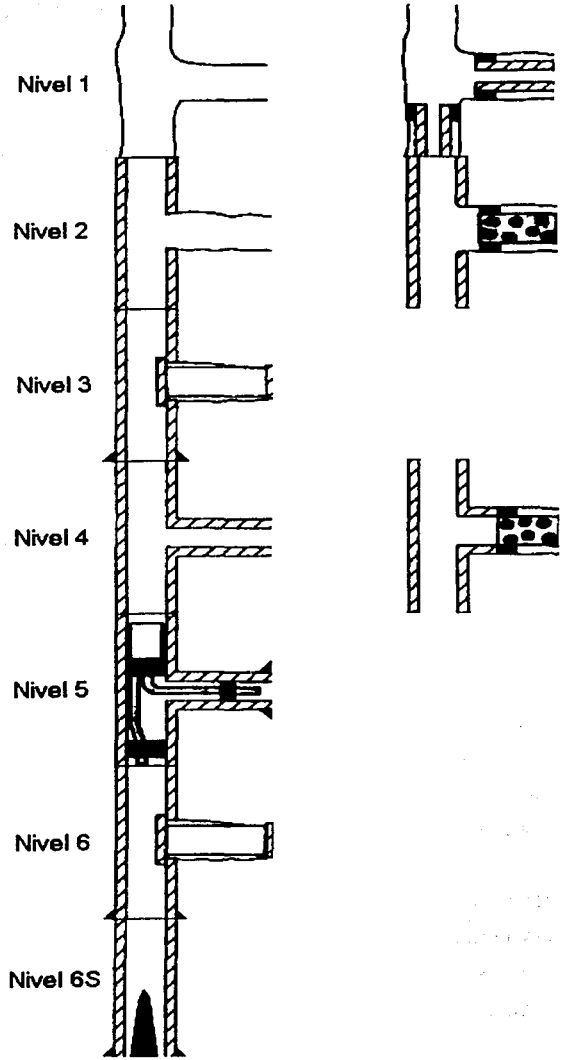


Figura 2.1 Clasificación de la complejidad de la unión multilateral

2.4.1 NIVEL 1

DEFINICIÓN

- **NIVEL 1. Unión en agujero descubierto sin soporte.** Agujero principal y lateral terminados en agujero descubierto o con un liner ranurado en ambos casos.

DESCRIPCIÓN

Es el más sencillo de todos los sistemas multilaterales, utiliza laterales múltiples de drene perforados de un solo pozo principal, los cuales se crean con técnicas de perforación estándar. Este sistema no tiene soporte mecánico y tampoco aislamiento hidráulico, y no implica ningún equipo de terminación, (figura 2.2)

Las terminaciones multilaterales de Nivel 1 han sido ampliamente usadas en los Estados unidos, Canadá, Europa y Medio Oriente, con más de seis laterales perforados de un agujero patrón. A la fecha existen más de 1,500 pozos que han sido terminados usando este Nivel los cuales se han llevado a cabo en formaciones consolidadas, tan sólo en Texas en el campo Austin Chalk existen más de 300 terminaciones en agujero descubierto.

Normalmente, cualquier compañía de servicio que cuente con herramientas de fondo puede crear un sistema de Nivel 1 considerando la relación entre el radio de curvatura y el tamaño del hoyo. Por ejemplo, un pozo perforado con radio corto de vertical a horizontal en menos de 100 pies, puede ser desarrollado en un agujero de $4^{3/4}$ pg. o más pequeño, para este tipo de curvatura no es posible perforar agujeros más grandes, debido a que no están disponibles las herramientas necesarias.

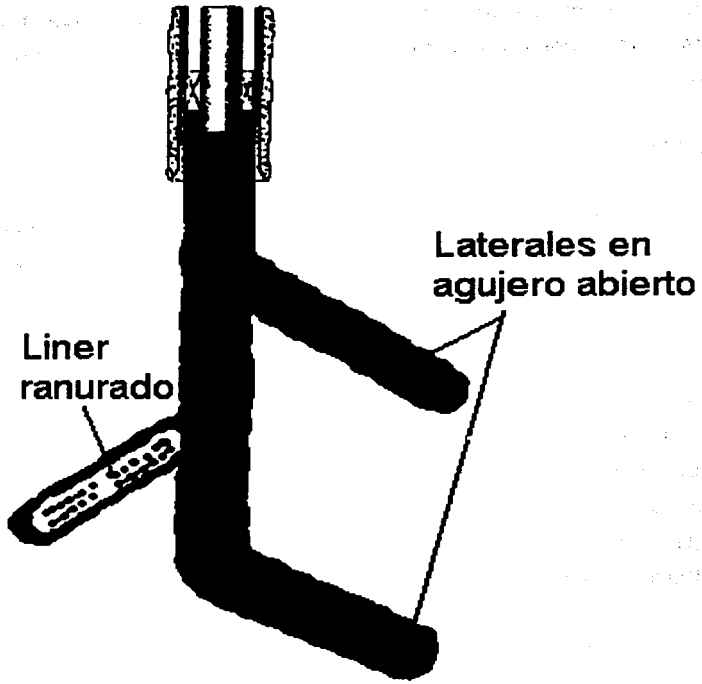


Figura 2.2 Pozo principal y lateral en agujero descubierto

Este Nivel es muy común en la aplicación debido a su bajo costo y al incremento de las reservas del yacimiento.

VENTAJAS

- **El sistema es muy simple y de bajo costo**
- **No se requiere de molido de la TR**
- **No se requiere de TR's cortas para cementar**

DESVENTAJAS

- **No se puede seleccionar la producción de zonas diferentes**
- **No se garantiza la re-entrada futura a los laterales**
- **La falta de un soporte de TR lateral limita esta opción de terminación para los pozos con inadecuada estabilidad natural**
- **Es deficiente para seleccionar las re-entradas en operaciones futuras de reparación y mantenimiento.**
- **La estabilidad de la unión depende de las características de la formación**

2.4.2 NIVEL 2

DEFINICIÓN

- **NIVEL 2. Pozo principal revestido y cementado, y lateral terminado en agujero descubierto.** El lateral terminado en agujero descubierto o con un liner ranurado en agujero descubierto

DESCRIPCIÓN

Para prevenir el colapso del lateral, la unión debe ser localizada dentro de una formación consolidada. Cerca de 1,000 de estas configuraciones han sido instaladas alrededor del mundo. Existen dos categorías de sistemas de Nivel 2: ventanas premolidas y herramienta desviadora recuperable.

VENTANAS PREMOLIDAS

Las ventanas premolidas consisten de una TR con ventanas que han sido precortadas antes de ser corridas en el fondo del pozo, éstas incluyen la orientación de re-entradas selectivas. El hoyo es cubierto con fibra de vidrio, aluminio, u otros materiales blandos que son fáciles de moler, y a la vez resistentes para prevenir el colapso durante el proceso de cementación, (figura 2.3). Varias compañías de servicio surten ventanas premolidas. Algunas compañías también corren una junta de circulación para prevenir el colapso durante la operación de cementación.

La ventaja principal al correr ventanas premolidas es la facilidad con la que las barrenas pueden salir de la TR y la reducción de recortes de metal generado durante la operación de molido. Desafortunadamente, las ventanas premolidas pueden utilizarse solamente en pozos nuevos.

HERRAMIENTA DESVIADORA RECUPERABLE

En aplicaciones de re-entradas, el procedimiento básico de la terminación del Nivel 2 incorpora riesgos inherentes de perforación y de recuperación de la herramienta desviadora. Uno de los más grandes problemas en el desviador recuperable está relacionado con los recortes del metal, sin embargo, la recuperación del desviador se ha realizado con un alto grado de éxito.

La mayoría de las compañías dedicadas a la terminación de pozos surten sistemas de herramienta desviadora recuperable, (figura 2.4).

Después de que la TR principal es cementada en el lugar y el pozo principal ha sido estimulado (si es necesario), un empacador permanente de orientación se coloca abajo del punto de desviación. Un desviador es aterrizado y anclado en el empacador y orientado en la dirección del punto de desviación deseado. La pared de la TR es entonces molida y el lateral es perforado. Una vez que el lateral tiene la profundidad deseada, el desviador es recuperado.

La utilización de correctos pesos en la barrena, rapidez de molido, y la orientación del desviador son aprendidos con la experiencia, para la mejora de la habilidad para cortar la ventana y asegurar la trayectoria de molido deseado.

Existen las opciones de producción mezclada, producción aislada, y el reingreso a los laterales.

PRODUCCIÓN MEZCLADA. Una opción común de terminación de Nivel 2 es colocar una camisa deslizable entre el empacador orientador (permanente) y el segundo empacador colocado arriba de la salida de la TR principal. Con la camisa de circulación abierta, la producción de ambos laterales se mezcla hacia la superficie, sin embargo, esta opción de terminación no permite la re-entrada dentro del lateral superior, (figura 2.5).

PRODUCCIÓN AISLADA. También, es posible la producción aislada o separada de cada lateral. Si la zona baja empieza a agotarse o tener problemas de entrada de agua, se puede colocar un tapón en el empacador inferior y cerrar o suspender la producción del agujero inferior. Si la producción del lateral superior necesita ser cerrada o suspendida, simplemente se cierra la camisa de circulación.

REINGRESO A LOS LATERALES. Si se desea la re-entrada dentro del lateral superior, un niple de entrada lateral (LEN) puede ser usado en lugar de la camisa deslizable. Esta herramienta LEN proporciona la re-entrada a través de la TP dentro del agujero lateral cuando sea requerido.

La producción aislada del lateral superior es aún posible a través del uso de una camisa de aislamiento que puede ser colocada a través de la abertura de agujero lateral de la herramienta LEN. Para esto un empacador recuperable es instalado en lugar del empacador permanente, después de perforar el lateral, el desviador y la conexión del empacador multilateral recuperable son recuperados, dejando un acceso total dentro del pozo principal.

VENTAJAS

- **Es una terminación común ya que es económica**
- **Permite seleccionar la producción (terminación con camisa deslizable)**
- **Puede llevarse a cabo en tamaños de TR estándar**
- **Permite el reingreso al lateral (terminación con un niple de entrada lateral)**

DESVENTAJAS

- **El riesgo del molido de la TR**
- **La desconfianza que existe en la formación para proporcionar estabilidad en la salida de la TR principal**
- **La incapacidad para separar la producción de las zonas a la superficie**
- **Sin reingreso a los laterales (terminación con camisa deslizable)**
- **La estabilidad de la unión depende de las características de la formación**

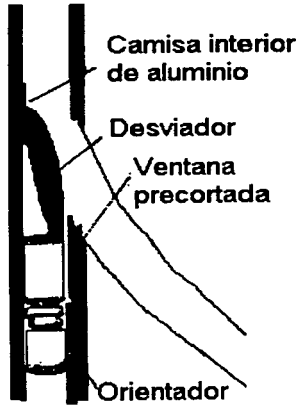


Figura 2.3 Ventana premolida

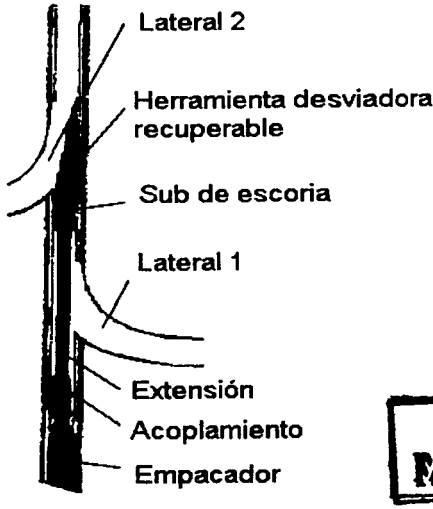


Figura 2.4 Herramienta desviadora

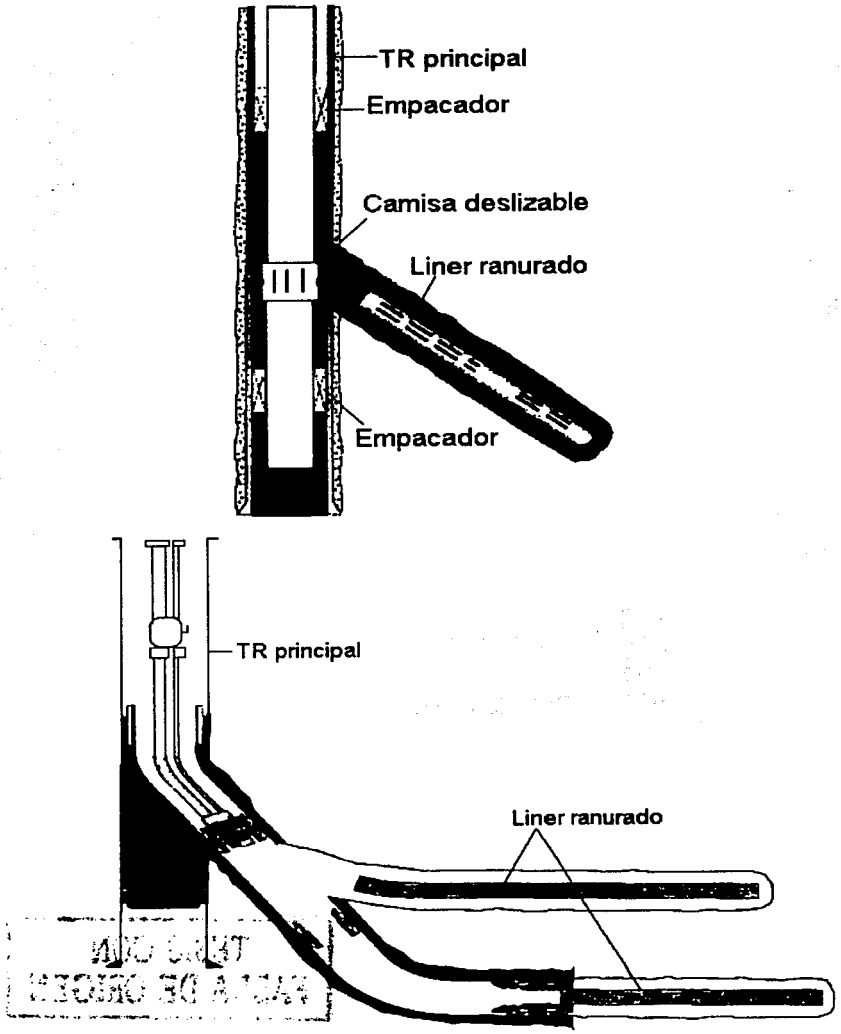


Figura 2.5 Pozo principal revestido y laterales en agujero descubierto

2.4.3 NIVEL 3

DEFINICIÓN

- **NIVEL 3. Pozo principal revestido y cementado y el lateral revestido pero no cementado.** El liner lateral anclado en el pozo principal con un liner colgador pero no cementado.

DESCRIPCIÓN

En las uniones de Nivel 3 un liner colgador lateral se acopla con la TR principal. Las uniones de Nivel 3 son convencionalmente instaladas en yacimientos de aceite pesado y de arenas sin consolidar donde existe la necesidad de prevenir la entrada de arena al pozo al mismo tiempo que se previene el colapso en la formación.

A la fecha, cerca de 100 pozos han sido instalados con uniones de Nivel 3 alrededor del mundo. Típicamente, estas uniones son localizadas dentro del yacimiento (muchas dentro de las ramificaciones) o donde existe la necesidad de cerrar capas de gas, junto con otros problemas de aislamiento de agujero de pozo.

Existen escencialmente dos configuraciones básicas para proveer una unión multilateral Nivel 3.

Estas configuraciones envuelven primero la colocación de un empacador multilateral en el agujero principal cementado, a la profundidad para permitir el punto deseado de desviación. Después del corrimiento del empacador multilateral, una conexión de desviador de molido orientado desde la superficie es corrido y anclado dentro del empacador multilateral. El molido de la ventana y la perforación del lateral son realizadas, y la conexión del desviador es recuperada.

En la primera opción multilateral Nivel 3, un desviador es corrido y anclado dentro del empacador multilateral permitiendo la producción de flujo. Un liner colgador ranurado o con malla preempacada es colocada dentro del lateral, y el empacador de producción es colocado en el agujero principal. La producción del agujero principal entonces pasa a través del desviador y dentro del liner ranurado o con malla preempacada del lateral superior. El liner ranurado y el desviador permiten la producción mezclada, (figura 2.6).

En la segunda opción multilateral Nivel 3, en lugar del desviador, una conexión de codo (tubería curvada) es usado para desviar el liner colgador ranurado dentro del lateral. Como en la configuración previa, el liner colgador y empacador de producción son colocados soportando el lateral en el agujero principal.

Esto requiere la instalación de un sistema de sujetador mecánico para ayudar al cierre del liner colgador con la TR principal.

Ninguna de las dos opciones anteriores permite el acceso a la formación del agujero principal, debido a la presencia del liner colgador ranurado anclado al agujero primario.

VENTAJAS

- **Proporciona mayor estabilidad en la unión que en los Niveles anteriores**
- **El soporte mecánico en el lateral proporciona un mínimo incremento de costo**
- **Disminuye la producción de arena**

DESVENTAJAS

- **No permite el acceso al pozo principal**
- **No se puede seleccionar la producción de zonas diferentes**
- **No permite el acceso al agujero principal**

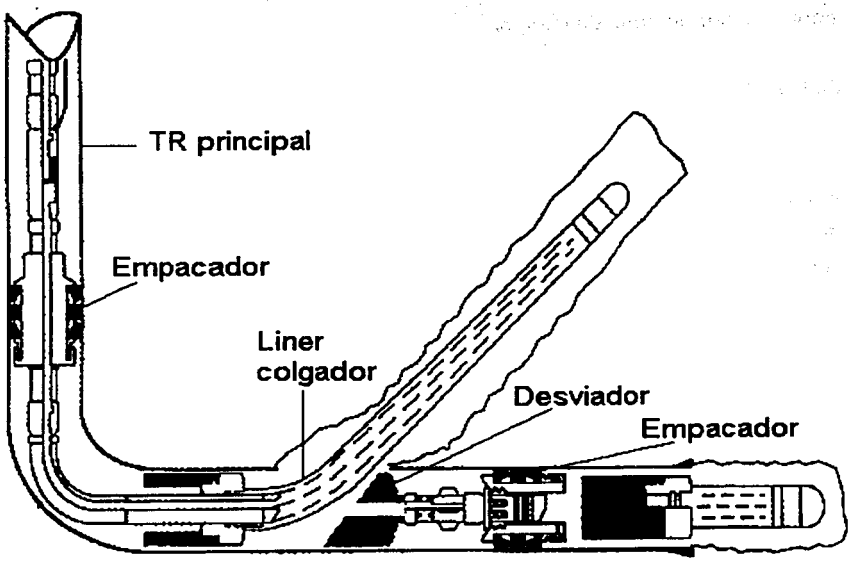


Figura 2.6 Pozo principal revestido y cementado, y lateral con un liner colgador

2.4.4 NIVEL 4

DEFINICIÓN

- **NIVEL 4. El pozo principal y el lateral revestidos y cementados.** Ambos agujeros cementados en la unión.

DESCRIPCIÓN

Estos sistemas pueden ser simples o pueden ser la base para sistemas más complejos, tal como terminaciones de empacador doble, sartas simples de reingreso selectivo y sartas con juntas de entrada lateral. De 1996 a la fecha, cerca de 50 sistemas de Nivel 4 han sido instalados alrededor del mundo.

La unión es creada colocando y anclando un empacador multilateral recuperable dentro de la TR principal a la profundidad de la unión deseada. Después de orientar el empacador multilateral, una conexión de desviador de perforación multilateral es corrido y anclado dentro del empacador multilateral. La salida de la ventana de la TR principal es entonces creada usando el sistema de molido del desviador multilateral, y posteriormente el pozo lateral es perforado. Después, una TR corta (liner) es corrida y cementada en el agujero lateral dejando una sección de traslape en el agujero principal, y el liner lateral es cementado en el lugar.

Después de la terminación del lateral, una conexión de lavado es corrida para cortar y recuperar el traslape del liner en la TR del agujero principal, creando una unión mecánicamente estable. Durante este proceso el desviador y la sección de anclaje son recuperados junto con la conexión de lavado.

La unión multilateral final produce un total acceso de diámetro interior del agujero principal en el área de la unión. En este punto, un sistema Nivel 4 ha sido creado ofreciendo una total integridad mecánica a través de la unión, (figura 2.7).

Con la inclusión de un equipo de terminación tal como las camisas deslizables o el LEN, permite la capacidad de producción y de reingreso selectivo respectivamente dentro de cada agujero de pozo.

VENTAJAS

- **Unión cementada**
- **Mayor integridad de la unión que los Niveles anteriores**
- **Puede ser terminado con un sistema de entrada lateral o con una camisa deslizable de producción**
- **Minimiza la probabilidad de colapso de la unión**
- **Permite la producción selectiva**

DESVENTAJAS

- **Mayor complejidad que los Niveles de producción anteriores**
- **Mayor riesgo en el proceso**
- **Incremento en costos, debido a la cementación de los laterales**

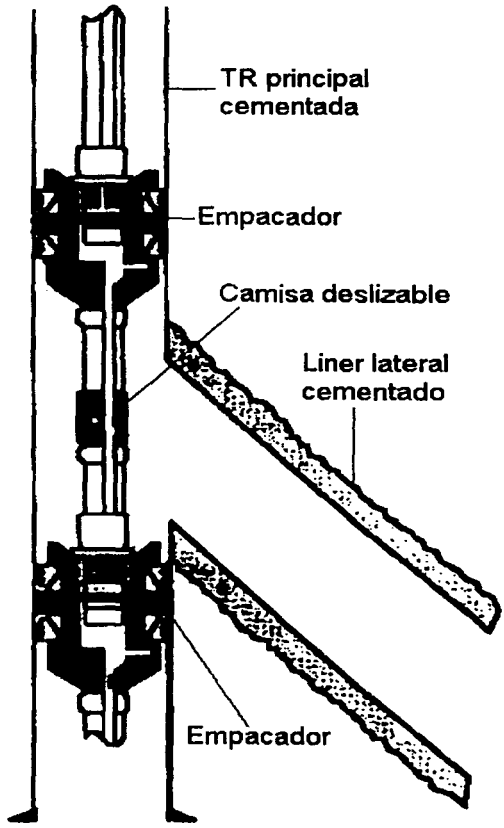


Figura 2.7 Pozo principal y lateral revestidos

2.4.5 NIVEL 5

Cuando es posible, el punto de desviación de la unión para los pozos multilaterales debe realizarse en una formación fuerte, competente, y consolidada. Sin embargo, las condiciones económicas, geológicas o de perforación a veces impiden este escenario ideal. Los multilaterales Nivel 5 ofrecen una solución para pozos multilaterales endebles, ambientes incompetentes susceptibles al colapso del agujero. En estos casos, la integridad de presión es necesaria para prevenir un colapso en la unión debido al abatimiento de presión.

DEFINICIÓN

- **NIVEL 5. Integridad de presión en la unión.** Esto se logra con la terminación. Sello de empacadores montados o sello integral mecánico de la TR. La cementación no es aceptable.

DESCRIPCIÓN

En un multilateral de Nivel 5, se logra la terminación de la unión con una integridad de presión mecánica e hidráulica por medio de tubería y empacadores de aislamiento. Los multilaterales Nivel 5 pueden ser configurados para proporcionar producción mezclada o aislada hacia la superficie de cada zona. A la fecha 25 pozos de Nivel 5 han sido terminados, incluyendo uno de un equipo de flotación para la compañía Petrobras, en costa fuera de Brasil.

Para construir un sistema de Nivel 5, es necesario la adición de empacadores arriba y abajo de la unión entre el agujero principal y el lateral, y un empacador lateral.

Una vez que se ha logrado un sistema de terminación Nivel 4, se corre la herramienta cabezal de achique y desviador (scoophead diverter) junto con una TP en el empacador abajo de la salida de la TR principal logrando el aislamiento del lateral inferior. Una segunda TP es corrida a través del scoophead y desviada dentro del sello del empacador lateral, creando una unión con una TP separada, sellando tanto el pozo principal como el lateral. Las dos sartas separadas eliminan cualquier presión en la parte de la TR de la unión.

Finalizando lo anterior, existen las opciones de producción mezclada o producción aislada, y el reingreso selectivo a los laterales.

PRODUCCIÓN MEZCLADA. Si se desea una producción mezclada de las dos zonas, se corre la herramienta de reingreso selectivo (SRT) arriba del scoophead diverter y se empalma dentro de éste. El SRT enlaza las sartas de producción y permite que cada zona sea aislada en la unión, mezclándose a través de una TP simple hacia la superficie. La sarta simple y un empacador sencillo se colocan arriba del SRT. El reingreso selectivo dentro de cada lateral se logra con un desviador que puede ser corrido en el SRT con TF o línea de acero, (figura 2.8).

PRODUCCIÓN AISLADA. Si se desea una producción aislada, se instala un empacador doble encima del scoophead y se empalma dentro del mismo para terminar el aislamiento de la unión, y una doble TP se corre hacia la superficie, finalizando el proceso de terminación, (figura 2.9).

Los sistemas multilaterales de Nivel 5 proporcionan una integridad hidráulica igual a su respectivo grado de sello de empacador. La unión puede ser colocada virtualmente en cualquier formación, y ángulos arriba de 90°.

VENTAJAS

- **Permite la integridad de presión en la unión sellando ésta con la TP**
- **Permite terminaciones multilaterales en pozos que de otro modo no podrían ser candidatos apropiados**
- **Permite la producción mezclada o aislada hacia la superficie**
- **Producción selectiva**
- **La producción mezclada o aislada hacia la superficie permiten el reingreso selectivo a los laterales a través de la TP**
- **En la terminación doble una de las TP's puede ser cerrada sin afectar la producción de la otra**
- **La terminación mezclada puede enlazar la producción de un número ilimitado de laterales**

DESVENTAJAS

- **Incremento del riesgo, costo, y tiempo debido al equipo de terminación adicional corrido**
- **La terminación doble incrementa la complejidad de cualquier equipo de terminación o reingreso debido al reducido diámetro de las TP's**
- **En la producción mezclada, la selección de re-entrada requiere dos viajes adicionales comparado con el sistema doble, debido a la necesidad de colocar el desviador y la herramienta de reingreso selectivo (SRT)**

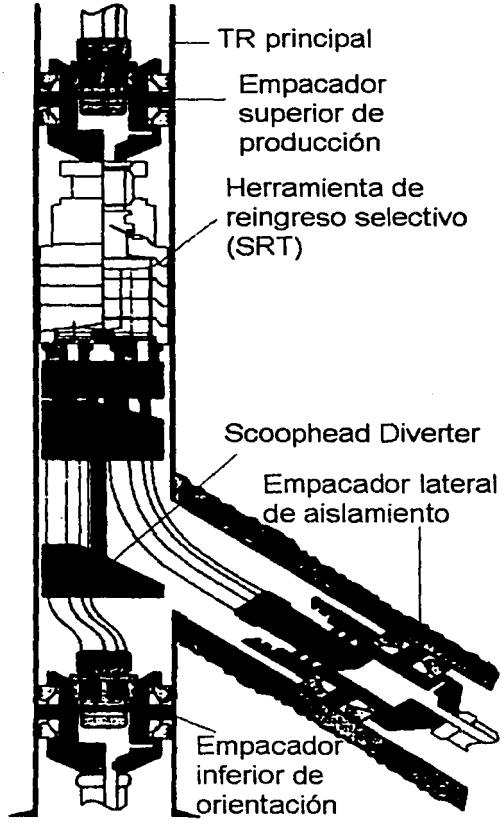


Figura 2.8 Integridad de presión que se logra con la terminación, con producción mezclada

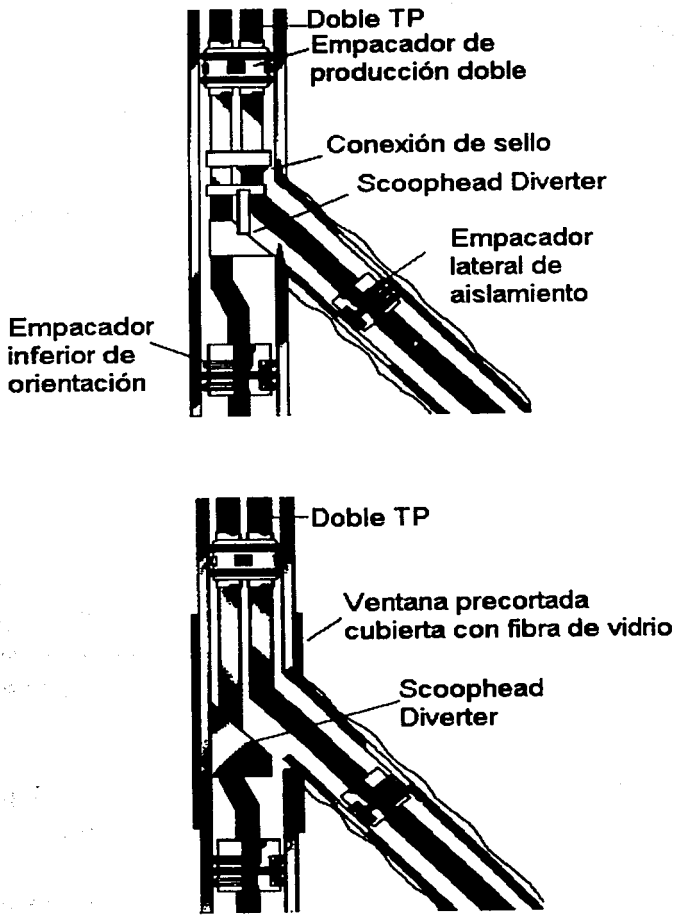


Figura 2.9 Terminación doble con producción aislada

2.4.6 NIVEL 6

En los últimos dos años, los sistemas multilaterales han ofrecido una integridad mecánica e hidráulica y han estado disponibles en la industria petrolera. Ahora tienden a cambiar incrementando la flexibilidad de estos sistemas mientras que se minimiza el riesgo general asociado con la implantación multilateral.

Muchos pozos candidatos multilaterales alrededor del mundo necesitan la integridad de presión ofrecida por los sistemas multilateral de Nivel 5 y 6. Aunque la mayoría de los trabajos de terminación con los Niveles multilaterales han sido exitosos, existen problemas como:

- **La cantidad de equipo especializado envuelto en los sistemas principales, altos costos de pozo y tiempo prolongado de equipo**
- **Creación de recortes en el fondo del pozo durante la unión**
- **Requerimientos para que los laterales sean perforados y terminados antes de terminar su propia unión**
- **Áreas de flujo de producción limitadas debido a la presencia de tubería de terminación de tipo doble en el área de la unión**
- **Número de viajes y procedimientos especializados envueltos principalmente en incremento de la complejidad, el tiempo de equipo, y el riesgo**

Muchas de estos problemas abarcan el riesgo y el costo de los proyectos multilaterales comparado con sistemas convencionales no multilaterales.

El sistema multilateral Nivel 6 ha sido desarrollado para enfocarse y eliminar los problemas notados con otros sistemas de terminación.

DEFINICIÓN

- **NIVEL 6. Integridad de la presión en la unión.** Esto se logra con la TR principal. La cementación no es aceptable.

DESCRIPCIÓN

El sistema más común prevaleciente, es el sistema de tubería expandible (Formation Junction), (figura 2.10). En este caso, una unión es manufacturada en la superficie, comprimida, colocada en el fondo del pozo en una sección ampliada del pozo, y entonces reformada usando ya sea presión o con la herramienta enderezadora (swage). Las compañías Schlumberger Inc., Baker Oil Tools, y Rapid Tools S.A. son las más conocidas para trabajar en sistemas expandibles.

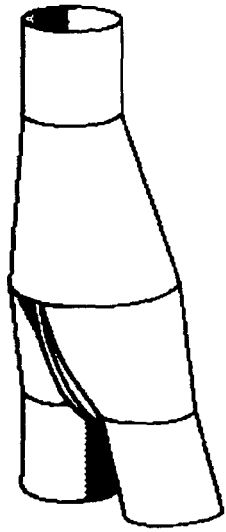


Figura 2.10 Integridad de presión que se logra con la TR

Este sistema multilateral Formation Junction consiste de una TR de $9^{5/8}$ pg. la cual en su parte baja es unida con dos TR's de 7 pg., en una configuración de tipo "Y" invertida. El tramo más largo de 7 pg. está hecho de metal maleable y es deformado alrededor del segundo tramo de 7 pg. Debido a la deformación del primer tramo alrededor del segundo, el diámetro exterior total de las dos TR's no es mayor a 12 pg. en cualquier punto a lo largo de la longitud de la unión. Como resultado, la unión es capaz de pasar a través de la TR de $13^{3/8}$ pg. o en un agujero descubierto de $12^{1/4}$ pg., (figura 2.11).

El equipo flotador de cementación es colocado abajo de la porción deformada del primer tramo de la TR de 7 pg. mientras el segundo tramo es cubierto con un tapón ciego perforable. El equipo flotador permite la cementación de la unión en el lugar después de la construcción del área de la unión.

Los accesorios de equipo para el sistema incluye una herramienta enderezadora que es usado para abrir la porción deformada del tramo de 7 pg., una herramienta desviadora que es corrida en el lugar y sirve como guía para la herramienta enderezadora, y una sarta de cementación corrida que activa a dicha herramienta y también proporciona una trayectoria de cemento a través de la unión y dentro del equipo flotador. Los liners colgadores y equipo adicional de terminación pueden ser corridos si es necesario, dependiendo de los requerimientos del pozo individual.

CORRIMIENTO

Antes de correr la unión Formation Junction, se corre una TR de $13^{3/8}$ pg. y se coloca arriba del punto de unión. Abajo de la TR de $13^{3/8}$ pg. se perfora un agujero descubierto de $12^{1/4}$ pg. a la profundidad de colocación de la unión. En la profundidad de colocación de la unión, el agujero es ampliado aproximadamente a 17 pg. de diámetro.

La unión Formation Junction puede entonces ser corrida en el agujero con TR de $9^{5/8}$ pg. La configuración exacta de la instalación y las herramientas formadoras van a depender de cómo se va a instalar la TR de $9^{5/8}$ pg.; ya sea como una sarta de TR suspendida de un carrete en la superficie o como un liner de $9^{5/8}$ pg. depositado sobre un sistema de liner colgador. Ambas técnicas son igualmente factibles con el diseño común.

Una vez que la unión está a la profundidad, el tramo colapsado es parcialmente reformado mediante la aplicación vía la tubería de perforación. El tramo colapsado es totalmente formado pasando el enderezador a través de la sección parcialmente deformada (figura 2.12 y 2.13). Este enderezador también funciona como un medidor de prueba para el tramo totalmente reformado. Opcionalmente, las herramientas de corrimiento y las reformadoras están diseñadas para que se pueda cementar a través de ellas y puedan ser dejadas en el lugar hasta que la unión haya sido cementada en el lugar.

Cuando el cemento ha sido colocado, cada etapa o tramo puede ser re-entrado para su limpieza y perforar secciones multilaterales en agujero descubierto de 6 pg. Después de que las secciones en agujero abierto han sido perforadas, existen varias opciones disponibles de terminación. Liners ranurados o con mallas preempacadas pueden ser corridas y colgadas en la unión o alternativamente, la terminación puede dejarse en agujero descubierto.

Una variedad de herramientas de terminación pueden ser utilizadas en este sistema para proporcionar producciones dobles, producción aislada, y el reingreso selectivo en cada lateral. Este sistema ha sido diseñado para herramientas de terminación multilateral convencionales e innovadoras que han sido probadas en numerosas terminaciones de pozos multilaterales.

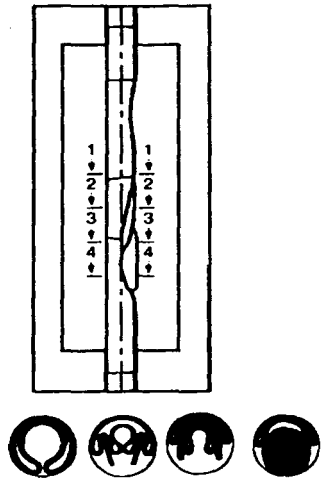


Figura 2.11 TR colapsada no mayor a 12 pg.

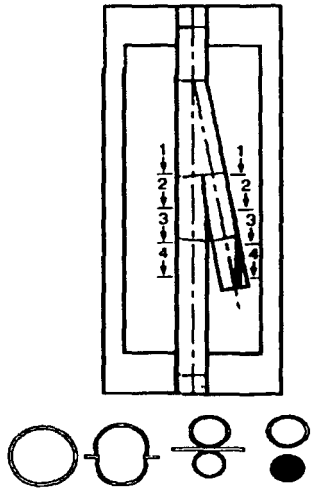


Figura 2.12 TR expandida en el punto de la unión

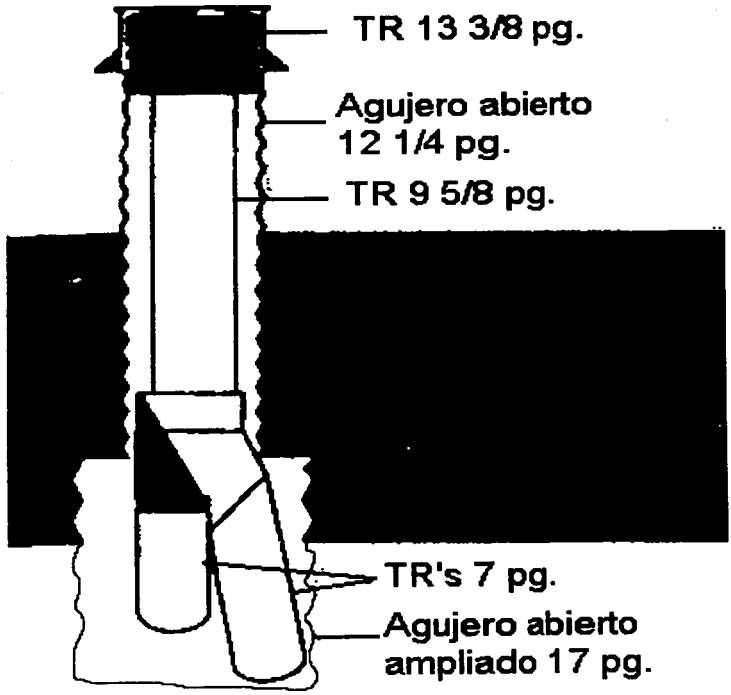


Figura 2.13 Corrimiento de la unión Formation Junction

COMPARACIÓN DEL NIVEL 6

INTEGRIDAD DE PRESIÓN. El sistema Formation Junction proporciona integridad hidráulica en la unión como lo hacen los sistemas multilaterales de Nivel 5. La diferencia está en como se da la integridad.

- **Complejidad**. Con los sistemas de Nivel 5 el sello hidráulico es creado por medio de empacadores y tuberías dobles en el área de la unión, esta técnica implica múltiples viajes y numerosas herramientas. Por otro lado, el sistema Formation Junction, es corrido, reformado, cementado, y el equipo se recupera en un solo viaje.

- **Restricciones del diámetro interior a través de la unión.** Los sistemas de Nivel 5 con terminación doble están limitados en el volumen de fluido que puede pasar a través de las tuberías dobles y también son limitados los tamaños de las herramientas que pueden re-entrar en los laterales. Por ejemplo, una terminación multilateral de Nivel 5 con TR de $9^{5/8}$ pg. utiliza tubería doble no mayor de $3^{1/2}$ pg. El sistema Formation Junction en comparación tiene una restricción de diámetro interior de 6.184 pg. Por eso, las relaciones para producir o inyectar los laterales son altas. Van existir muchas opciones de operaciones de reparación y mantenimiento, debido a que van a poder entrar herramientas de gran tamaño en los laterales.

- **Rangos de Presión**. Los sistemas multilaterales de Nivel 5 proporcionan rangos de presión en la unión equivalentes al reventón y a los rangos de presión de los empacadores y de las TR's implicados en el montaje de la unión. Este rango de presión es tan alto como 10,000 psi. El sistema Formation Junction proporciona una presión de reventón y colapso de 2,500 psi y 2,000 psi, respectivamente. Sin embargo, existe otra versión del sistema Formation Junction que esta diseñado para altas presiones.

MÍNIMOS RECORTES DE METAL. Los recortes, si no son propiamente manejados, pueden limitar el equipo de terminación de operaciones planeadas, y la funcionalidad del pozo final. Los recortes pueden también impedir la producción por obstrucción o taponamiento en los orificios de flujo de la tubería, y pueden crear dificultades cuando se extrae el equipo de construcción de la unión tal como el desviador, molinos y ancladores.

Los recortes son creados durante los procesos multilaterales de construcción y terminación, cuando la ventana de salida de la TR esta siendo creada con los molinos, y en los lavados y perforaciones.

La creación de recortes de metal es eliminado con el sistema Formation Junction, porque no existe la necesidad de crear una salida en la TR o realizar operaciones de molido.

CONSTRUCCIÓN DE LA UNIÓN. La unión puede ser colocada, formada, y cementada en el lugar, previas pruebas de presión para limpieza o terminación de los laterales. El costo relativo y el tiempo envuelto en ese punto va a ser menor que en otros sistemas, y los riesgos económicos van a disminuir.

El sistema Formation Junction también ofrece la habilidad de construcción de uniones en un pozo mientras se demora la actual implantación de un multilateral para la vida posterior de un pozo. Esto proporciona la utilidad de los pozos de inyección, donde la inyección adicional es requerida para campos maduros o en campos sujetos a desplazamientos alternados y una posible compresión del liner en formaciones agotadas.

PROGRAMAS DE TR ESTÁNDAR. Debido a que el multilateral Formation Junction utiliza un tramo maleable que es deformado contra el otro tramo, la herramienta es capaz de pasar a través de una TR de $13^{3/8}$ pg. Por lo tanto, los

tamaños estándar de TR conductora e intermedia pueden ser corridas antes de correr la propia unión.

TÉCNICAS ESTÁNDARES DE CEMENTACIÓN. La unión y la producción son diseñadas para que los procedimientos estándares de cementación y el equipo puedan ser utilizados. Después de que la unión Formation Junction es corrida a la profundidad, el tramo de metal maleable es primero presionado y entonces enderezado para rehacer su forma circular final. Se usa una sarta de perforación convencional para aplicar esta presión y la fuerza de la herramienta enderezadora para el tramo final formable. De esta manera la sarta de cementación es entonces usada para la condición de agujero abierto y cementación de la TR de la unión en el lugar usando procedimientos estándares de cementación.

El sistema incrementa la funcionalidad mientras disminuye el riesgo y la complejidad, la viabilidad económica de estos sistemas va a mejorar en aspectos de tiempo.

La terminación multilateral Nivel 6 tiene varios beneficios en términos de funcionalidad y riesgo.

VENTAJAS

- **Integridad de presión lograda en la unión sin la complejidad y restricciones del diámetro exterior respecto al Nivel 5**
- **Menos equipo, menos viajes requeridos para las terminaciones de Nivel 6**
- **Carencia de creación de recortes en terminaciones de pozos nuevos y minimización del impacto de recortes con re-entradas multilaterales**
- **Construcción completa de la unión antes de que los laterales sean perforados o terminados**
- **Utilización de sistemas de TR y cementación convencional**

- **Reducción del riesgo**
- **Instalación simple**
- **Permite la terminación doble o aislada**
- **Permite la producción selectiva**
- **Permite el reingreso a los laterales con la instalación de la herramienta de reingreso selectivo (SRT)**

DESVENTAJAS

- **Perforación de agujero grande en la parte de la unión**
- **Bajos rangos de presión de colapso y reventón**
- **Incremento en costos**

NIVEL 6 PARA PRESIONES ALTAS

Como se mencionó previamente, el rango de presión para el sistema multilateral Formation Junction es de 2,000 psi de colapso y de 2,500 psi para el reventón. Para los pozos candidatos multilaterales que requieren rangos de presión más grandes que esos, un sistema de Nivel 6 para presión alta esta siendo desarrollado. Este sistema va a utilizar dos tramos laterales configurados similarmente al sistema multilateral Formation Junction. Con el sistema para presión alta, ningún tramo va a ser deformado antes de ser corrido en el fondo de pozo. Sin embargo, para correr esta unión al fondo del pozo, un gran tamaño de agujero va ser requerido con el sistema el sistema Formation Junction, debido al gran diámetro exterior inicial de la herramienta.

La producción doble, producción aislada, aislamiento de producción, y selección de re-entradas en cada lateral, todo esto es posible con la opción multilateral de Nivel 6 para alta presión.

2.4.7 NIVEL 6S

DEFINICIÓN

- **NIVEL 6S. Empaque separador con integridad de presión.** Un pozo principal grande con dos agujeros laterales pequeños de igual tamaño.

DESCRIPCIÓN

La unión de Nivel 6S logra una integridad de presión con la TR principal. Este sistema consiste de dos pozos separados que son perforados, revestidos, cementados, y terminados separadamente uno del otro resultando un sistema multilateral Nivel 6S, (figura 2.14). Una vez terminado este sistema, cada pozo puede ser producido o intervenido independientemente uno del otro. Este sistema es considerado como multilateral porque los dos pozos parten de un agujero superficial común. Menos de 10 empaques separador de pozo han sido corridos.

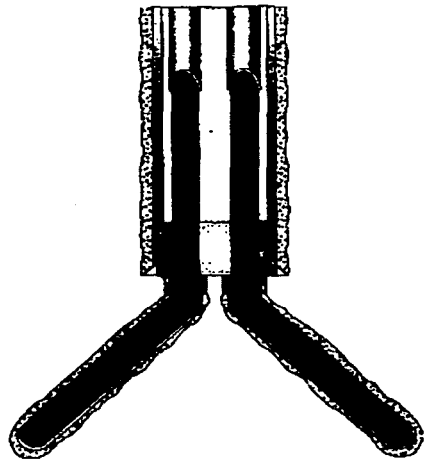


Figura 2.14 Empaque separador

CORRIMIENTO

El empaque separador tiene dos sartas de TR de tamaños iguales conectadas abajo de una tubería de cabezal doble con suficiente diámetro para suspender dos TR's cortas de $9^{5/8}$ pg.

El empaque separador es corrido en el agujero y colgado en el cabezal de pozo. Sin embargo, es más común que el diseño del separador sea corrido en el pozo en la parte baja de la TR conductora, permitiendo al separador que sea corrido más al fondo en el conductor de la tubería.

Una vez en el lugar, una conexión de riser con un sistema de sello anclador es corrido y aterrizado en el primer lado del agujero del separador, el cual contiene un equipo flotador de cementación convencional, y el empaque separador y la TR son cementados en el lugar, a través del riser hacia la superficie, una vez realizada la cementación el primer pozo es perforado, entonces un liner convencional es corrido a la profundidad y colgado en el ensamble del separador. El liner es cementado y un empacador es colocado en el tope del liner.

El riser es liberado de la primera cara y orientado, al otro lado del agujero del empaque separador, y el segundo pozo es perforado, revestido y cementado similarmente como el primero. Después de construir ambos laterales, el riser es removido, y ambos pozos son unidos a la superficie, independientemente uno del otro, utilizando un cabezal especial de agujero doble.

Los pozos ahora están listos para la terminación y producción como dos pozos individuales o comunicados según se requiera, y se pueden utilizar métodos de re-entrada convencionales.

Tomando el empaque separador como un escenario adicional, el empaque separador puede ser usado con el concepto de herramienta de re-entrada selectiva. Esto da al operador el beneficio adicional de unir los pozos hacia la superficie usando un sola sarta de producción, (figura 2.15).

Este sistema permite que dos pozos sean utilizados en el mismo conductor. Si se corre una TR conductora de 30 pg., es posible correr TR's de $13^{3/8}$ y de $9^{5/8}$ pg. Si se corre un conductor de 36 pg., se pueden acomodar dos TR's superficiales de $13^{3/8}$ pg. Típicamente ambos van a permitir tres tuberías de producción de $4^{1/2}$ pg.

Su principal propósito del empaque separador de fondo es incrementar la utilización de las aberturas de las plataforma marinas.

Una estimación del tiempo de perforación ahorrado por los pozos con empaque separador es de 8 a 10 días por cada pozo adicional perforado.

En comparación para la perforación de dos pozos costa fuera el costo es de 5 millones de dólares, la técnica podría ahorrar de 10-12% (de ½ a 1 millón de dólares) para cada pozo con empaque separador.

El total de los ahorros aprovechados de la reducción no ha sido claramente establecido.

VENTAJAS

- **Perforación de dos pozos a partir de una abertura en una plataforma existente**
- **La producción de los pozos puede ser mezclada o aislada**
- **Duplica el número de pozos perforados en una plataforma simple costa fuera, reduciendo el tamaño de la misma**
- **Reducción del tiempo de perforación, costos de perforación, y costos de desarrollo**
- **Permite el reingreso selectivo dentro de cada agujero de pozo**
- **Minimiza los costos de recuperación por abertura**
- **Reduce los costos de los fluidos de perforación y terminación**
- **Reduce los costos de la TR**
- **No se requiere de molido de la TR**
- **Cada pozo puede ser cementado sin dañar al otro**
- **Permite el uso de cabezales existentes**
- **Aplicable en aplicaciones submarinas**

DESVENTAJAS

- **Perforación de agujero grande**
- **Incremento en riesgos de operación**
- **Incremento en costos**

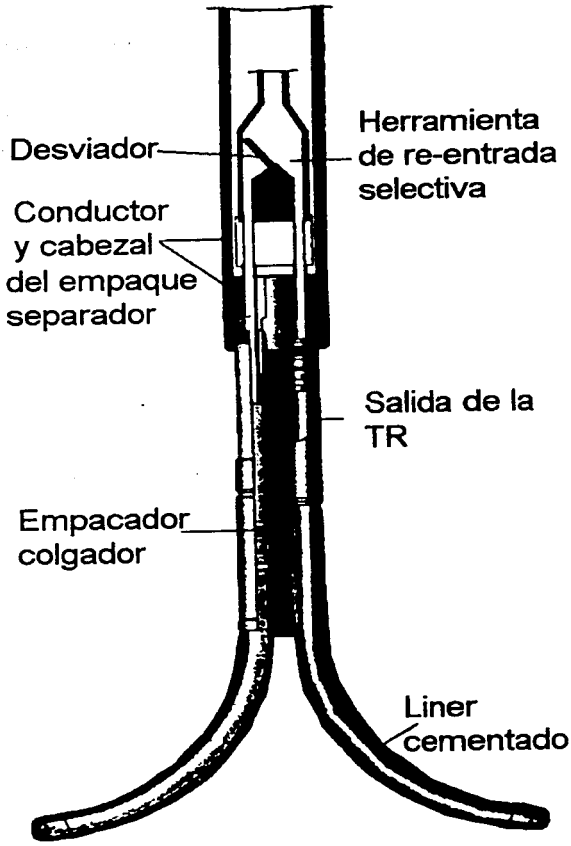


Figura 2.15 Empaque separador con re-entrada selectiva

2.5 CLASIFICACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD

La clasificación de la funcionalidad incluye una serie de caracteres alfa numéricos que describen las características críticas de funcionalidad del pozo. Se divide en dos secciones: descripción del pozo y descripción de la unión. La clasificación de funcionalidad proporciona detalles técnicos adicionales del pozo, describen el estado del pozo existente. En un pozo con más de una unión, la descripción se realiza de abajo hacia arriba.

2.5.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

La descripción del pozo se basa en los aspectos de la edad del pozo, cantidad de uniones, tipo de pozo, y tipo de terminación. Estos se describen a continuación, y la tabla 2.2 muestra un resumen de los mismos.

- **POZO NUEVO/POZO EXISTENTE.** Son dos distintas aplicaciones. Pueden estar revestidos y cementados o con integración de presión en la unión. Aspectos tales como el método de la salida de la TR y del alcance de la integridad de presión en la unión se realizan de manera diferente para cada caso.

- **NÚMERO DE UNIONES**. Es un factor importante en la complejidad del pozo. La mayoría de los pozos a la fecha han sido doble lateral. Conforme se desarrolla la tecnología el promedio del número de laterales por pozo va incrementándose.

- **TIPO DE POZO (Productor - con o sin sistema artificial, inyector o multifuncional o multipropósito).** Los requerimiento de funcionalidad de un pozo productor son diferentes a los de un pozo inyector, particularmente en el Nivel de integridad de presión requerida en la unión, y la presión ejercida en el pozo se suspende, cuando éste se cierra.

- **TIPO DE TERMINACIÓN (Agujero simple, doble o concéntrico).** Describe la terminación arriba del empacador de producción lo cual tiene un impacto en el tipo de equipo requerido en la unión, (figura 2.16).

2.5.2 DESCRIPCIÓN DE LA UNIÓN

La descripción de la unión se basa en el empalme entre el pozo principal y el lateral, en el tipo de acceso a los laterales, y en la manera del control de la producción. Estos aspectos se describen a continuación, y la tabla 2.3 muestra un resumen de los mismos.

- **CONECTIVIDAD.** En el caso de un lateral doble, este indicador va a ser el mismo que está incluido en el grado de complejidad (Nivel 1). Para pozos con de más una unión, cada unión va a tener su propio Nivel indicador el cual puede o no puede ser el mismo (el grado de complejidad del pozo va a corresponder al de la unión más compleja). Para el Nivel en que se requiere la integridad de presión, el valor también es incluido.

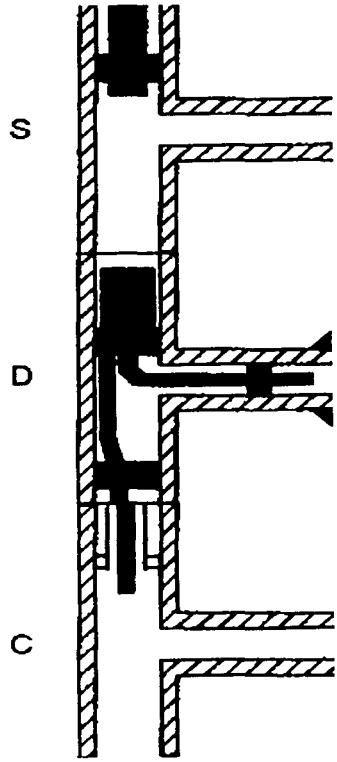


Figura 2.16 Tipo de terminación arriba del empacador de producción

- **ACCESIBILIDAD (Sin re-entrada selectiva, re-entrada por medio del equipo de terminación o re-entrada por medio de la TP).** Describe el tipo de re-entrada que se logra. Aunque tales técnicas como un tubo curvado podría usarse para localizar los laterales. Cuando no existe un nivel de referencia en el lugar para la cual la ventana podría ser fácilmente localizada, como referencia podría ser usado un empacador o sujetador, en este caso, para el propósito de clasificación entonces el lateral no tiene capacidad de re-entrada.

- **CONTROL DE FLUJO (Ninguno, selectivo, separado, y monitoreo a distancia o monitoreo y control a distancia).** Describe el grado del control del flujo de producción o del fluido de inyección a través de la unión. Incluye el monitoreo de cualquiera de los siguientes parámetros: presión, temperatura, flujo, producción de arena, escala de deposito, perfil de saturación, sísmica, integridad del pozo, corrosión, (figura 2.17)

Pozo Nuevo/Pozo viejo (alfa)	Número de Uniones (número)	Tipo de Pozo (alfa)	Tipo de Terminación Arriba del Empacador de Producción (alfa)
N - Nuevo	1	PA - Productor con sistema artificial	S - Agujero simple
	2	PN - Productor con energía natural	D - Agujero doble
E - Existente	Etc.	IN - Inyector	C - Agujero concéntrico
		MP - Multifuncional	

Tabla 2.2 Descripción del pozo

Conectividad (número)	Accesibilidad (alfa)	Control de Flujo (alfa)
Alguna clasificación como el Nivel 1, según el grado de complejidad.	NR - Sin selección de re-entrada	NON - Ninguno
	PR - Re-entrada a través del equipo de terminación	SEL - Selectivo
Cada unión va a tener su propio Nivel indicador, el cual puede o no puede ser el mismo.	TR - Re-entrada por medio de la TP	SEP - Separado
		REM - Monitoreo a distancia
		RMC - Monitoreo y control a distancia

Tabla 2.3 Descripción de la unión

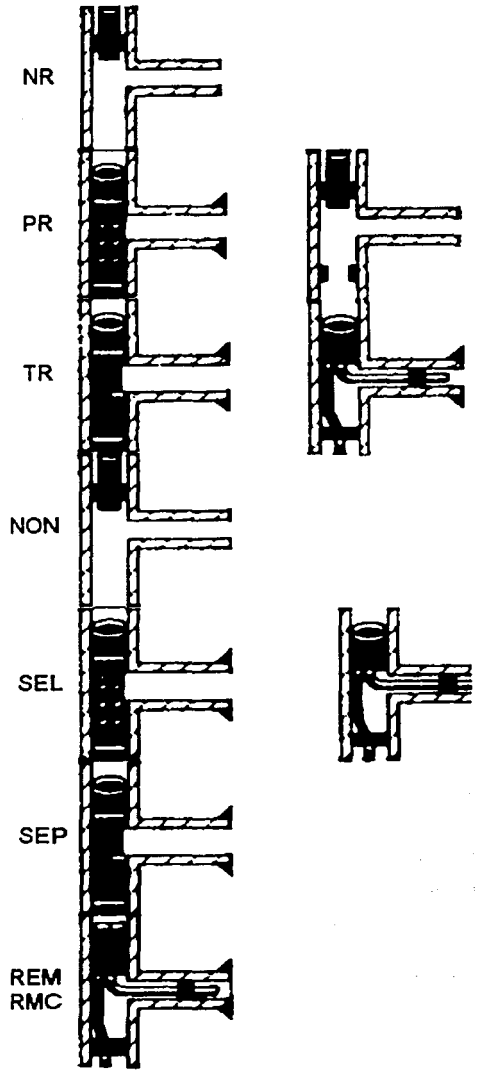


Figura 2.17 Reingreso al pozo multilateral y control de flujo

2.6 BENEFICIOS DE LA CLASIFICACIÓN MULTILATERAL

Los principales beneficios de la clasificación multilateral incluyen:

- **DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE FUNCIONALIDAD.** La determinación de los requerimientos de funcionalidad de una propuesta de pozo multilateral es uno de los factores claves de éxito en un pozo donde se conocen los objetivos. El sistema de clasificación proporciona una guía que permite a los ingenieros petroleros lograr un eficiente trabajo multilateral.

- **LA UTILIZACIÓN DEL SISTEMA MÁS APROPIADO.** Con los requerimientos de funcionalidad determinados un código de clasificación facilita la comparación de los requerimientos de pozo y las capacidades para varios sistemas en el mercado.

- **TRANSFERENCIA DE APRENDIZAJE.** Con el incremento de pozos multilaterales perforados alrededor del mundo hay una relativa cantidad de recopilación de datos. La clasificación hace posible una comparación correcta de casos históricos y de los indicadores de desempeño.

Los participantes en el grupo TAML se han comprometido hacer usos futuros de los Niveles de terminación multilateral y realizar mejoras, así como compartir nuevas experiencias.

2.7 EJEMPLOS DEL CÓDIGO DE CLASIFICACIÓN

Los siguientes ejemplos del código de clasificación multilateral muestran la utilidad de ésta, y explican los grados y las descripciones de dos pozos multilaterales.

EJEMPLO 1:

Nivel 2; Grado N-1-PN-S/2-TR-SEL

Grado de complejidad

Nivel 2	Pozo principal revestido y cementado y el lateral en agujero descubierto

Descripción del pozo

N-1-PN-S	Pozo nuevo Una unión Productor con energía natural Terminación en agujero simple (arriba del empacador de producción)

Descripción de la unión

2-TR-SEL	Pozo principal revestido y cementado y el lateral terminado en agujero descubierto Re-entrada por medio de tubería flexible Producción selectiva

EJEMPLO 2:

Nivel 5; Grado E-2-IN-D/2-PR-NON/5(3000psi)-TR-SEP

Grado de complejidad

Nivel 5	Presión integrada en la unión (superior), que se logra con la terminación

Descripción del pozo

E-2-IN-D	Pozo existente Dos uniones Inyector Terminación en agujero doble

Descripción de la unión

2-PR-NON (unión inferior)	Agujero principal revestido y cementado y lateral en agujero descubierto Re-entrada a través del equipo de terminación Sin control de flujo
5 (3,000 psi)-TR-SEP (unión superior)	Presión integrada en la unión (superior), que se logra con la terminación Presión integrada en la unión (3,000 psi) Re-entrada por medio de tubería flexible Producción separada

CAPÍTULO 3

SISTEMAS DE TERMINACIÓN MULTILATERAL

3.1 GENERALIDADES

La terminación de pozos multilaterales que se ha realizado en el mundo, sólo un porcentaje pequeño se ha terminado colocando TR's cortas ranuradas, tuberías cortas con cedazo pre-empacado y con tuberías cortas cementadas disparadas y estimulados. Sin embargo, el objetivo principal de esta nueva tecnología está en los sistemas de terminación con re-entradas posteriores, aislar los ramales para el control de los fluidos y las diferencias de presiones de los estratos productores, mezclar la producción de los laterales en el pozo principal o intervenir en un ramal sin que los otros laterales dejen de producir. En consecuencia, el principal reto de esta tecnología de terminación, es la integración y estandarización de los sistemas disponibles en el mercado capaces de poder mantener aislado ya sea mecánica o hidráulicamente los laterales con el pozo principal en el punto de enlace o unión entre estos.

Por lo anterior, el principal reto que falta por superar en la terminación de pozos multilaterales es la integración de los métodos de perforación y terminación que permitan a los operadores, realizar intervenciones posteriores manteniendo el control de las secciones individuales.

El incremento del uso de multilaterales alrededor del mundo ha creado la necesidad de desarrollar sistemas de terminación que puedan permitir opciones de producción e inyección, una fácil re-entrada en el agujero principal o en el lateral en operaciones de reparación o estimulación, un incremento de la fuerza mecánica en la unión, y un verdadero efecto sello hidráulico y mecánico a través de la unión.

Los siguientes sistemas de terminación disponibles en el mercado son abastecidos por las principales compañías de servicio y son los más conocidos en el campo, los cuales tienen la ventaja de aprovechar los pozos viejos o los pozos nuevos.

Sin embargo, es conveniente aclarar que todos los sistemas existentes en la práctica no han podido superar los problemas de re-entrada en las intervenciones posteriores encontrados en los laterales.

3.2 RE-ENTRADA A TRAVÉS DE POZOS EXISTENTES PARA LA TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES

Uno de los principales propósitos de los laterales son las operaciones de re-entrada para los trabajos de reparación, reterminación o poner en contacto nuevos objetivos en los yacimientos ya conocidos, ahorrando los costos de la sección vertical de un nuevo pozo, tuberías por pozo, cabezales y conexiones superficiales. Por otro lado, también se busca incrementar la producción, conectar e interceptar mayor cantidad de fracturas verticales aisladas, explotar estratos

productores delgados (5 a 10 metros), lenticulares, etc, a través del aprovechamiento de los pozos ya existentes.

Los ahorros asociados más atractivos son los trabajos costa fuera, ya que utilizando los pozos existentes para interceptar uno o más horizontes productores adicionales, se reducen los costos por nuevas localizaciones, movimientos de equipos y de espacios menores para la perforación.

La atracción se logra cuando se expone mayor área de drene de yacimiento al pozo y que, a la vez permita el acceso de re-entrada para realizar operaciones futuras tales como, aislamiento y fracturamiento selectivo mediante el empleo de empacadores.

3.3 TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES

Existen varios tipos de terminación para pozos multilaterales, los cuales están enfocados en optimizar la explotación de los hidrocarburos, aún cuando en ocasiones no es el más adecuado, ya que existen varios factores que no permiten tomar una decisión apropiada, tales como: tipo de formación, longitud de la sección horizontal, estabilidad de las formaciones, cambios de dirección del agujero, diámetro de los pozos existentes, número de laterales a perforar, estado mecánico del pozo existente, efectos de daño de la formación, colocación de sistemas artificiales de producción, profundidad de desviación de los laterales, etc., sin embargo, siempre se debe de buscar las condiciones más atractivas de los sistemas de terminación.

3.3.1 POZO PRINCIPAL EN AGUJERO ABIERTO

Este tipo de terminación se ha llevado a cabo en formaciones de calizas y otras formaciones estables y consistentes. La opción más barata y práctica es que los laterales se terminen en agujero descubierto ya que no se necesita TR para aislar la zona productora. Aquí el empacador se ancla en la TR, arriba del punto de inicio de la desviación de la ventana, quedando así el pozo terminado. Aunque presenta ciertas desventajas por la dificultad de acceso a los laterales y además existe la posibilidad de derrumbes en el agujero cuando no se tienen formaciones consolidadas.

Otra opción de terminación es que las secciones laterales se terminen colocando TR's cortas ranuradas.

3.3.2 POZO CON TR's CORTAS Y EMPACADORES SELLOS

Esta técnica consiste en colocar liners equipados con empacadores inflables para aislar cada uno de los laterales, así como tener acceso a los mismos. No obstante, este tipo de terminación involucra el desarrollo de equipos especializados específicamente para este tipo de aplicación, los cuales traen como consecuencia un mayor gasto.

La sección inferior se perfora y termina con el método tradicional estándar. Para tal fin se coloca una herramienta deflectora con un empacador permanente arriba de la terminación más baja, y se utiliza otra herramienta desviadora para perforar el lateral superior. Después de haber perforado la sección superior se saca la herramienta desviadora y se mete una combinación con un cabezal de achique (scoophead) y un sistema desviador, luego, se baja la herramienta desviadora junto con el empacador de producción.

El sistema desviador del cabezal de achique tiene el mismo uso que el orientador anclado y es como una herramienta desviadora recuperable, que permite que el desviador pueda ser alineado con la ventana precortada en la TR.

Después de la terminación de los laterales, existen dos opciones básicas: una es prolongar los laterales a un punto del pozo común para permitir el acceso a los dos laterales o terminar el pozo con una sarta doble, usando para ello un empacador doble estándar en combinación con un sello ensamblado en paralelo, (figura 3.1).

3.3.3 TERMINACIÓN MÚLTIPLE CON EMPACADORES SELLO

Esta última opción exige el uso de una herramienta de re-entrada selectiva y de un conjunto de sellos paralelos. La herramienta de re-entrada selectiva permite al operador elegir el lateral a re-entrar, en un punto por arriba del ensamble del desviador del cabezal de achique. De esta manera, al entrar al lateral, una herramienta calibradora se usa como una camisa deslizable, la cual, va incluida en la sarta. Así, para entrar al lateral inferior, se cambia hacia abajo una camisa deslizable en la herramienta de re-entrada selectiva.

Al hacer el cambio se abre un puerto en la herramienta, el cual desvía la herramienta de la sarta al lateral inferior. Por medio del cambio de la camisa deslizable hacia la posición superior, se consigue que la herramienta de la sarta se desvíe al lateral superior. El uso de la herramienta selectiva de re-entrada permite la aplicación de una tubería larga de producción, pero se requiere que los fluidos de producción sean inducidos, (figura 3.2).

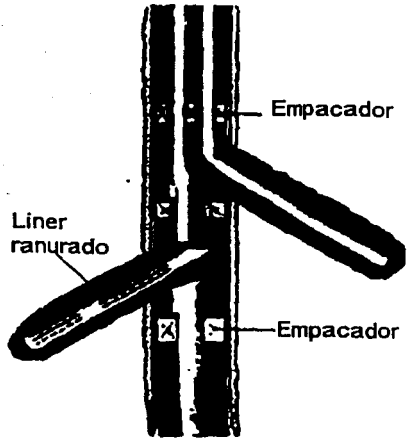


Figura 3.1 Terminación doble

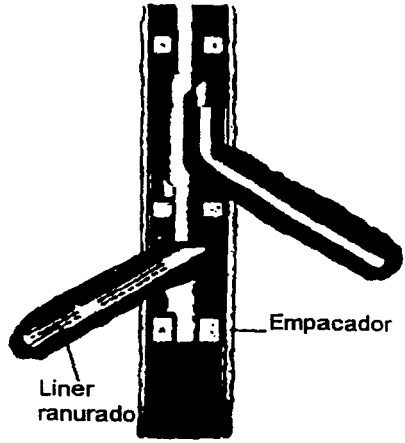


Figura 3.2 Uso de la herramienta selectiva

3.4 SISTEMAS DE TERMINACIÓN DE POZOS MULTILATERALES MARINOS Y TERRESTRES

Una de las compañías que han estado en la vanguardia en cuanto al desarrollo de la tecnología de pozos multilaterales es Baker Hughes, la cual ha dedicado sus esfuerzos en la búsqueda de los nuevos sistemas de terminación de los pozos multilaterales, ofreciendo además, los servicios especializados para la perforación y terminación de estos tipos de pozos, afín de aprovechar las ventajas que ofrece esta nueva tecnología.

3.4.1 RE-ENTRADA A TRAVÉS DE LA TP

Cuando se ha planeado aprovechar los pozos existentes en un campo para aplicar pozos multilaterales es importante tomar en cuenta las operaciones de re-entrada a los laterales, la cual logra abatir los costos totales en comparación de un pozo nuevo.

Está técnica consiste en hacer la perforación lateral a través de la TP usando la tubería flexible (TF). Con está técnica se busca reducir los costos e incrementar el área de contacto al yacimiento. Está técnica ofrece dos avances significativos: contar con una herramienta desviadora que puede ser colocada con la TP y con la extensión de la TP, la cual puede ajustarse a diámetros de la TR para realizar la perforación, y es una tecnología totalmente probada y comprobada, que se basa en la apertura de ventanas a través de la TP o de la TR.

3.4.2 POZO PRINCIPAL REVESTIDO Y CEMENTADO

En este punto, antes de revestir y cementar la TR del pozo principal, deben hacerse algunas consideraciones de importancia como son: si se tratara de un pozo antiguo, en qué condiciones se encuentra cementado, si fue disparado o no, si se pueden abrir varias ventanas y cuantas, si el diámetro del pozo principal permite perforar laterales con TP, etc. Estas consideraciones se hacen con el fin de seleccionar el mejor sistema de terminación y el equipo adecuado a usar cuyo objetivo final es, reducir los costos totales de los laterales.

Cuando el pozo principal está como agujero descubierto, es conveniente abrir primero las ventanas laterales y posteriormente cementar el agujero principal.

3.4.3 LATERAL EN AGUJERO DESCUBIERTO

Está técnica es otra opción de hacer laterales de manera sencilla, y consiste en perforar una vez hecha la ventana a cualquier dirección del pozo descubierto. Sin embargo, se debe de aplicar en formaciones consistentes (duras) para que no se colapse durante la vida productiva del pozo, (figura 3.3).

VENTAJAS

- **El aislamiento selectivo es excelente cuando se usan empacadores y camisas deslizables**
- **Es económico, cuando se utiliza equipo de terminación pequeño, el cual reduce el tiempo de operación**

DESVENTAJAS

- **Las entradas laterales son difíciles debido a que el mecanismo de orientación de las ventanas prefabricadas de la TR con las ramas laterales, requieren de mucha precisión además de la experiencia del operador**
- **Existe poca estabilidad de los agujeros laterales, sobre todo si los pozos se encuentran en formaciones débiles (areniscas o arenas) y que sean terminados en agujero descubierto**

3.4.4 AGUJERO LATERAL CON SOPORTE

Es otra modalidad de la técnica, donde el agujero lateral debe estar soportado con liner ranurado o cedazos preempacados, (figura 3.4), sobre todo cuando se perforan pozos laterales en formaciones débiles o deleznables. En estos casos el liner o cedazo se corre dentro del lateral sin el tie-back.

VENTAJAS

- **El aislamiento selectivo se realiza con empacadores estándares y una camisa deslizable**
- **Se usa equipo de terminación convencional**

DESVENTAJAS

- **La localización y entrada a los laterales es crítico, debido a la difícil precisión de orientación de las herramientas a la boca de los laterales**
- **La estabilidad del agujero está en función de la TR principal, ya que no existe ningún mecanismo de unión entre la TR y el liner capaz de soportar los esfuerzos a que está sometida la roca en ese punto**

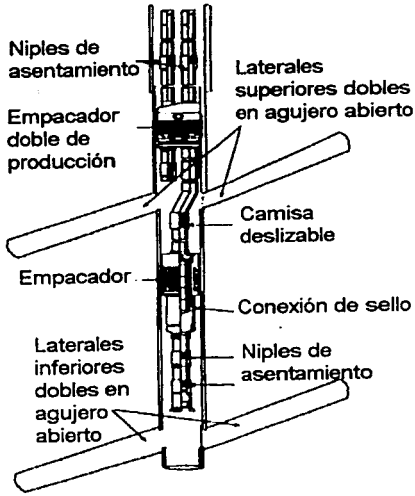


Figura 3.3 Laterales en agujero abierto

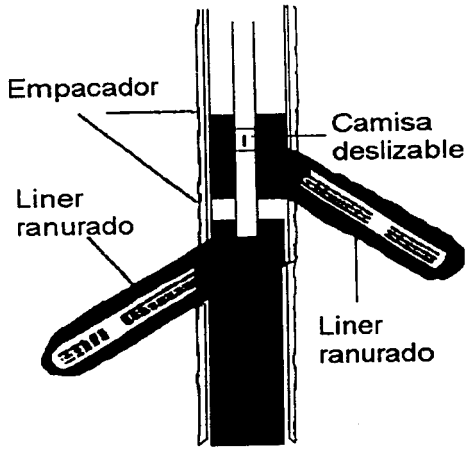


Figura 3.4 Laterales con liner ranurado y TP con camisa deslizable

3.4.5 TERMINACIÓN LATERAL DOBLE

Esta técnica se usa en yacimientos extensos y delgados, como los de la región de Austin Chalk, Texas. El sistema proporciona la estabilidad del agujero y la entrada de por lo menos a una de las secciones laterales. Un liner especial se instala en la sección del agujero del pozo principal, el cual tiene una ventana precortada, (figura 3.5), en la curvatura abajo de la ventana se coloca una placa para prevenir cualquier reventón o acumulamiento de recortes, esta placa se orienta en forma similar al liner, para desviar a través de la ventana.

El lateral se perfora usando un "kick plate" de orientación. Finalmente la sarta de la TP y el liner ranurado se corren normalmente usando un tapón de producción. La TP se desvía fuera del kick plate para dirigirse dentro del lateral del pozo.

VENTAJAS

- **Se puede instalar en pozos nuevos o en las ya existentes**
- **Incrementa el área de drene expuesta**
- **La estabilización del agujero se asegura utilizando tuberías de revestimiento cortas**
- **El segundo liner se corre como parte de la TP y se puede recuperar a través de la misma**
- **La tecnología para la terminación es la estándar**
- **Las secciones en agujero descubierto son perforadas abajo de la TR cementada**
- **Es factible la re-entrada a través de la TP en el segundo liner**

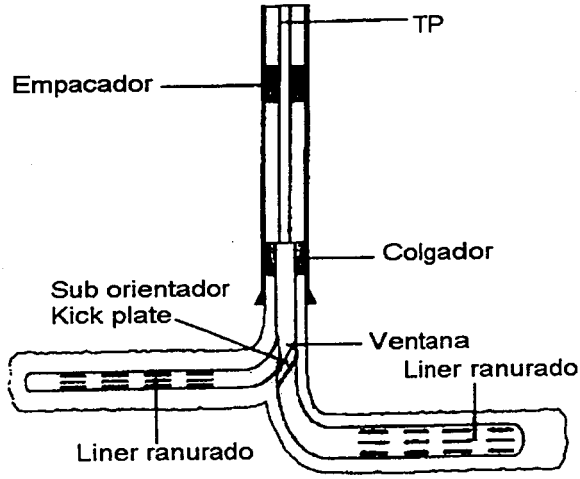


Figura 3.5 Terminación doble lateral con liner ranurado, la cual es muy común en Austin Chalk, Texas

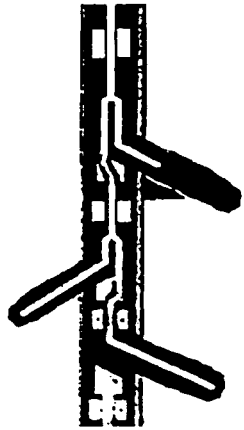


Figura 3.6 Selección para re-entradas

DESVENTAJAS

- **La re-entrada por el lateral principal es difícil cuando el kick plate está mal posicionado o mal orientado, al momento de asentarlo en su lugar**
- **No permite realizar operaciones de aislamiento como otra alternativa de intervención a futuro, tanto en el lateral como en el pozo principal**
- **Flujo mezclado**
- **Dos laterales como máximo**
- **Restricción del tamaño del liner, un liner dentro de otro**
- **No permite la capacidad de zonas aisladas dentro de los laterales**

3.4.6 SISTEMA DE RE-ENTRADA SELECTIVA

Este sistema provee al operador con la habilidad para re-entrar a cualquier lateral y direccionar zonas aisladas.

El revestimiento de los pozos seleccionados en el sistema de re-entrada son ideales para el tipo de terminación donde se requiere incrementar el contacto con el yacimiento, y solo algunos agujeros necesitarán un aislamiento debido a la producción de gas o aceite para el futuro, (figura 3.6), como una terminación doble, el liner del lateral superior es desviado del pozo principal a través del scoophead/diverter. El enlance se realiza en la parte baja de la terminación doble del cabezal de achique.

El dispositivo principal de este sistema es un nipple tipo "Y" invertido llamado herramienta de re-entrada selectiva (SRT), ésta sella por encima del cabezal de achique y de esta manera se mezcla la producción desde ambos liner's, lateral y principal y, el agujero principal de la TP. La selectividad se realiza por medio de la

tubería flexible, la cual va a depender de la colocación de la SRT para entrar en el lateral o dirigirse hacia abajo, para este último caso el acceso puede hacerse por la TP del pozo principal.

VENTAJAS

- **La herramienta de reingreso selectivo (SRT) permite las re-entradas independientes**
- **Las secciones laterales son todas aisladas con tapones permanentes**
- **La producción se mezcla y se transporta a la superficie por el pozo común con accesorios de seguridad y estabilidad**
- **Se proporciona mayor estabilidad y seguridad al liner, al agregarles los accesorios de terminación**

DESVENTAJAS

- **La aplicación de esta técnica es muy compleja para su realización, debido a que los accesorios que se colocan en las re-entradas deben hacerse con mucha precisión**
- **Cuando se consume mucho tiempo en las operaciones y maniobras, el impacto económico hace el proceso incosteable**

3.4.7 TERMINACIÓN DOBLE CON EL LATERAL REVESTIDO

En está técnica, se utilizan los mismos datos, información y orientación aplicados al desviador recuperable, el scoophead/diverter puede desviar la línea lateral antes de perforar el lateral del pozo, (figura 3.7), el diverter es conectado con el scoophead, los cuales permiten un obturamiento por ambos lados en la TP en el agujero principal y el lateral. El scoophead se utiliza para la doble terminación.

VENTAJAS

- **Permite mantener la presión en 2 zonas independientes al yacimiento o cuando se requiera explotar dos ramales sin mezclar la producción**
- **Se puede utilizar equipo convencional de terminación doble**

DESVENTAJAS

- **La producción es relativamente pequeña debido a que con el equipo de fondo se obtura el paso libre de los fluidos a la superficie**
- **Requiere de una cantidad significativa de equipos y herramientas especiales**

3.4.8 POZO PRINCIPAL Y LATERAL CEMENTADOS

Dentro de las opciones de esta técnica, este otro sistema ofrece las ventajas de tener cementados los laterales, sobre todo cuando se perforan en formaciones altamente fracturadas, donde se requiere del aislamiento de zonas productoras, (figura 3.8). Con el liner previamente diseñado se puede realizar este tipo de terminaciones tanto en pozos antiguos o en pozos nuevos. El sistema de aislamiento usa técnicas de terminación estándar, la cual permite un control adecuado de flujos de los fluidos producidos. La entrada selectiva a través de este sistema de conexiones puede hacerse mediante el uso del SRT.

VENTAJAS

- **Facilita el acceso de re-entrada a los laterales**
- **Permite cementar las secciones laterales, obteniéndose de esta manera mayor estabilidad y seguridad de los laterales para otras intervenciones**
- **Incrementa el área de drene al extenderse los laterales en el yacimiento**

DESVENTAJAS

- **Presenta alto riesgo al incrementar el número de laterales, sobre todo si éstos se terminan en agujero descubierto, los cuales se pueden colapsar o cerrar por exceso de enjarre y como un caso extremo, dañar a la formación productora por su largo período de exposición al fluido de control**
- **Las re-entradas limitan el diámetro de tuberías para la producción, ya que los laterales generalmente son de diámetros pequeños**

3.4.9 POZO PRINCIPAL EN AGUJERO ABIERTO

Con esta técnica se puede economizar, siempre y cuando las formaciones sean consistentes, ya que no se requiere revestir el agujero principal. Así también, ofrece otras alternativas de re-terminación a futuro si se requiere.

En este trabajo, se presentan tres ejemplos comunes del sistema multilateral con el pozo principal como agujero descubierto, los cuales se describen a continuación.

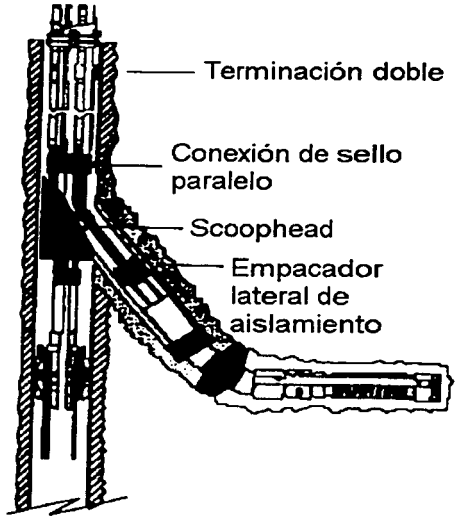


Figura 3.7 Terminación doble

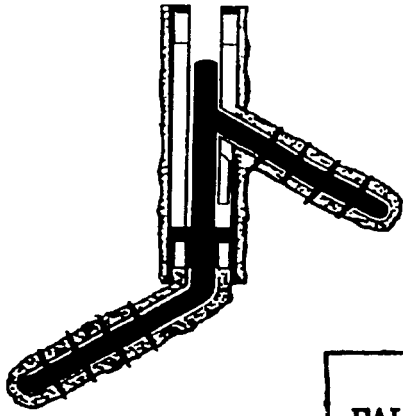


Figura 3.8 Terminación con laterales cementados

a) ENLACE ENTRE AGUJEROS LATERALES ABIERTOS Y EL POZO PRINCIPAL

Este es el sistema más sencillo de aplicación de la tecnología de terminación multilateral, (figura 3.9). Escencialmente los laterales son perforados desde abajo de la TR de producción con la finalidad de incrementar el área de drene. La terminación consiste de una tecnología estándar donde el control del pozo se logra mediante el uso de empacadores de producción recuperables o permanentes.

VENTAJAS

- **Incremento del área de drene del yacimiento**
- **Tecnología de terminación estándar**
- **Es económico**
- **Puede ser aplicable en pozos nuevos como en las ya existentes**
- **Se incrementa el área de drene, ya que toda la longitud de los laterales funciona como si fuera una gran fractura**
- **No se necesita mucha experiencia para la aplicación de este sistema y además se requiere de un mantenimiento relativo**
- **Existe la alternativa a futuro para revestir y cementar los laterales si fuera necesario**
- **La tecnología de la terminación es similar a la de los pozos convencionales**
- **La TR de producción es colocada y cementada dentro del yacimiento**

DESVENTAJAS

- **Depende mucho de la estabilidad de la unión**
- **No se tiene la opción de aislamiento entre ellos o hacia el pozo principal, mientras se mantienen los laterales en agujero abierto**
- **La re-entrada lateral es difícil**
- **La inestabilidad del agujero puede acarrear problemas tales como; colapso o cierre del agujero, debido al hinchamiento de arcillas, sobre todo si no se conoce con precisión la litología donde se localizan los laterales**

b) L ATERAL AISLADO, REVESTIDO Y NO REVESTIDO

Este sistema de terminación en los agujeros laterales se basa en el uso de la tubería corta, que provee un sistema de aislamiento para cada uno de los brazos laterales, (figura 3.10). Cada lateral se puede soportar por medio de liner y empacadores inflables ECP. La producción de todos los laterales se mezcla en el agujero principal, cada uno puede producir independientemente mediante el uso de camisas deslizables y empacadores inflables para la TR.

VENTAJAS

- **Control aislado de todos los laterales**
- **Se puede usar en pozos nuevos o los ya existentes**
- **Previene el control de aislamiento para las ramas laterales**
- **Incrementa el área de drene expuesta del yacimiento**
- **Utiliza tecnología de liner y empacadores inflables**
- **El pozo es cementado dentro del yacimiento**

Las desventajas de esta técnica son prácticamente las mismas que se mencionan en la técnica anterior.

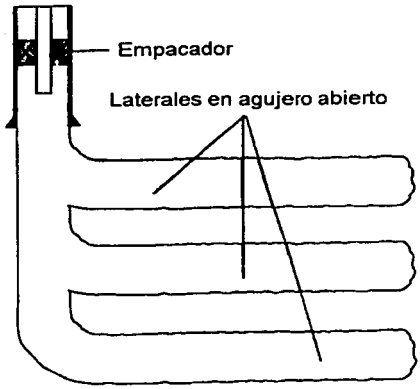


Figura 3.9 Producción mezclada en el pozo revestido con laterales en agujero abierto

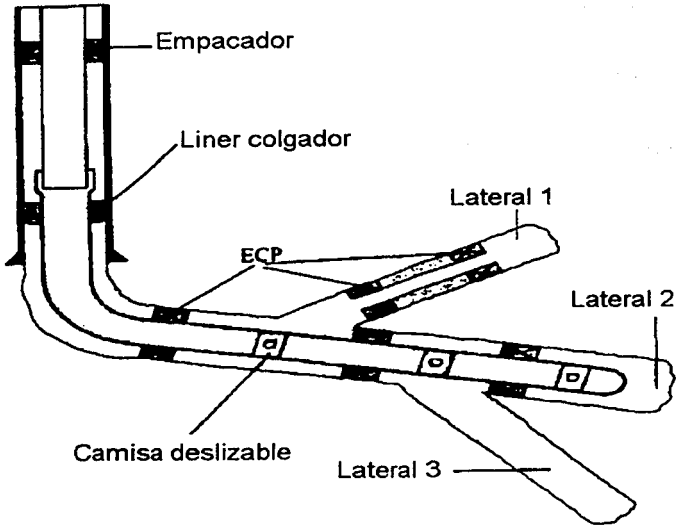


Figura 3.10 Pozo revestido sin re-entrada

c) SISTEMA DE RE-ENTRADA SELECTIVA EN AGUJERO DESCUBIERTO

La opción de re-entrada selectiva, es ideal para los multilaterales donde se tienen estratos de poca estabilidad, debido a que también se requiere de un aislamiento independiente para poder predecir el comportamiento del flujo del gas y del agua, (figura 3.11). Estos sistemas cuentan con muchas facetas de la tecnología de terminación de flujo y colgadores de liners, además, de empacadores inflables para TR. La parte medular de este sistema es el SRT, el cual permite re-entrar selectivamente a cualesquiera de los laterales.

VENTAJAS

- **Se puede instalar en agujeros existentes o en nuevos**
- **El SRT permite re-entradas independientes y con mayor seguridad**
- **Los agujeros laterales pueden mantenerse estables mediante tuberías cortas u otro elemento de soporte como el tubo núcleo poroso y permeable**

DESVENTAJAS

- **Alto grado de complejidad, debido a que estos pozos generalmente son de diámetros pequeños y las herramientas de localización y control de re-entradas están limitadas**
- **El impacto económico en cuanto al costo de este sistema estará en función de la experiencia del operador para reducir el tiempo total de la terminación**

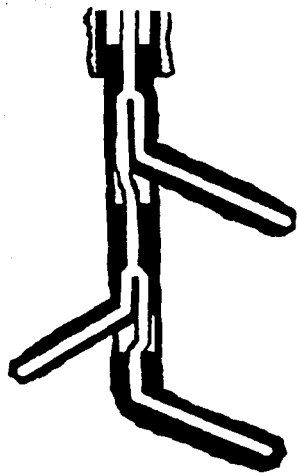


Figura 3.11 Pozo principal y laterales en agujero descubierto con re-entradas selectivas

3.5 OTROS SISTEMAS DE TERMINACIÓN

Varias compañías líderes en tecnología multilateral han lanzado al mercado sus propios sistemas para la terminación de pozos laterales, aún cuando estos sistemas no se han estandarizado y no están totalmente probados en el campo, tecnológicamente es un avance para el desarrollo y aplicación en pozos multilaterales.

Para la selección apropiada de la terminación, se lleva a cabo un proceso de análisis y de planeación para perforar y terminar pozos multilaterales, donde se combinan los factores que intervienen en la perforación, el diseño de las tuberías y

la terminación para así minimizar los problemas que se presentan cuando se combinan las tecnologías nuevas.

Los aspectos involucrados durante el proceso de selección de la terminación son:

- **Aislamiento entre laterales**
- **Tipo de intervención al pozo durante su vida productiva**
- **Tipo de controles de flujo**
- **Acceso mecánico a los laterales**

A continuación se hace una descripción de los sistemas que estas compañías ofrecen a la industria petrolera para perforar y terminar pozos multilaterales.

3.5.1 SISTEMA MULTILATERAL SIN ACCESO

Este sistema multilateral sin acceso (NAMLs) combina varios componentes de la terminación tales como: camisas deslizables o niples de puerto, los cuales sirven para controlar el flujo en las ramas de un pozo, además, este sistema se caracteriza por usar un empacador superior y otro inferior para controlar la presión entre el pozo principal y los laterales.

La principal desventaja de este tipo de sistema es que no permite el acceso mecánico a los laterales o ramas, por lo que debe considerar seriamente los efectos de acceso restringido al pozo lateral durante la vida productiva del pozo, así como de las intervenciones de su reparación y taponamiento, los cuales solo se logran removiendo el sistema de terminación del pozo.

3.5.2 SISTEMA MULTILATERAL CON SARTA DOBLE

El sistema multilateral de sarta doble (DMLS) es un sistema con tres empacadores, el cual consiste de: un empacador o sello del pozo en la rama lateral, un empacador en el pozo principal abajo de la unión lateral, y de un empacador para sarta doble en el pozo principal arriba de la unión lateral (figura 3.12).

Los sistemas DMLS proporcionan un aislamiento hidráulico en la unión de cada lateral, y así poder controlar el flujo de cada uno de ellos desde el cabezal superficial de control. La mayor ventaja de estos sistemas es que proporcionan el acceso mecánico a cualesquiera de los laterales, mediante el uso de herramientas y de equipo convencional.

Los sistemas tipo DMLS son flexibles, permiten múltiples usos desde un solo pozo, incluyendo el control de la producción e inyección simultánea. Sin embargo, este también tiene sus desventajas tales como: está limitado a dos laterales y se requiere de dos sartas de producción de diámetros pequeños, los cuales limitan el gasto de producción.

3.5.3 SISTEMA DE RE-ENTRADA LATERAL

El sistema de re-entrada lateral (LRS), tiene las mismas características de un sistema NAML, los cuales permiten el acceso a cualquier lateral y además, del control de las presiones individuales de los mismos, mediante el anclaje de empacadores superior e inferior, en el agujero principal y los laterales. La ventaja de este sistema es que no tiene una combinación de dispositivos como el NAML, que lo harían más complejo en su manejo, sino que contiene una junta de ventanas colocadas en la sarta de explotación. (figura 3.13).

Cuando el LRS se instala en la ventana del lateral para los trabajos de reparación, el elemento desviador se puede correr con tubería flexible o cable, para permitir el acceso al lateral seleccionado y realizar operaciones programadas.

El flujo lateral se controla con tapones, los cuales se colocan con cable o tubería flexible y, para obturar el paso del flujo hacia el pozo principal, se controla a través de camisas deslizables.

3.5.4 SISTEMA LATERAL TIE-BACK

El Sistema Lateral Tie-back (LTBS) se diseñó y desarrolló para adaptar la compleja interacción de los liners de producción individuales hacia el pozo común, minimizando así la distancia de transporte de hidrocarburos y optimizando el espacio lateral del agujero en la junta de la ventana.

Una vez que el lateral haya sido perforado un liner secundario y un sistema de colgador son colocados mecánicamente en la TR principal y dentro del nuevo agujero perforado, permitiendo de esta forma la re-entrada a futuro.

El LTBS comprende cuatro interacciones de los componentes: la ventana de la TR con un puerto móvil y una camisa deslizable, una herramienta desviadora (con desviador recuperable), un colgador lateral, y la instalación de la herramienta corrida en la sarta y cerrado del puerto

Este sistema de ventanas precortadas en la TR con puerto móvil se han aplicado en varios campos de aceite, con tuberías de grados y compuestos de materiales diferentes, capaces de resistir al colapso y posibles reventones. También estas ventanas pueden ser utilizadas en un futuro para aplicaciones de multilaterales necesarios.

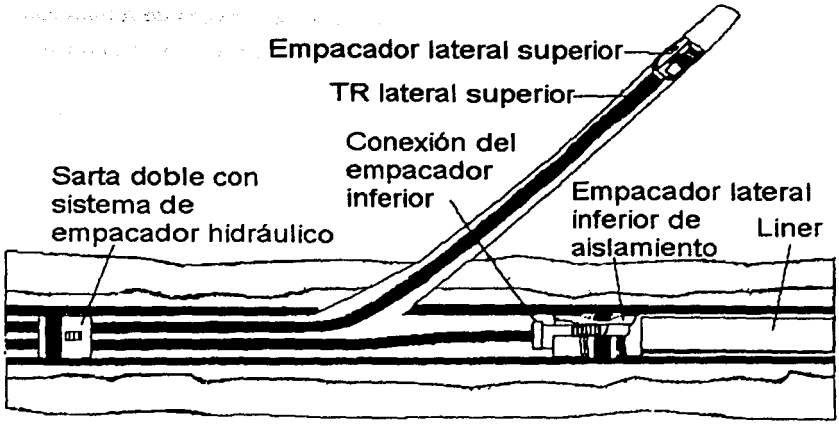


Figura 3.12 El sistema DMLS proporciona un aislamiento hidráulico entre el pozo principal y el lateral, y tiene acceso mecánico

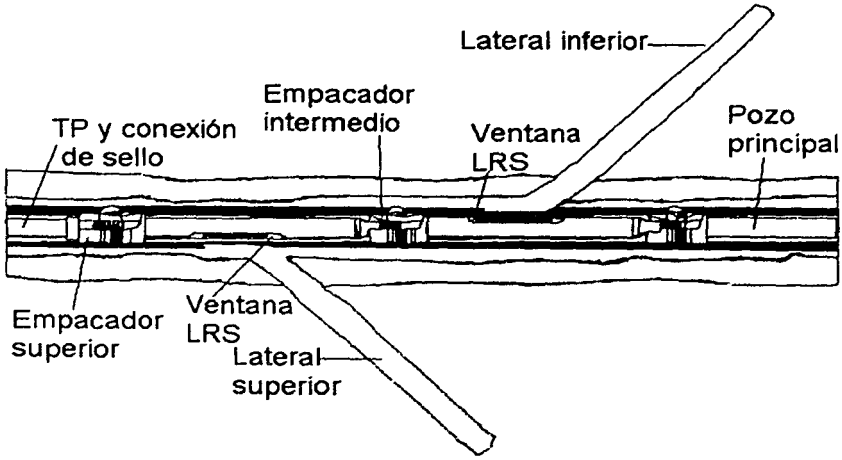


Figura 3.13 Sistema de reingreso lateral con múltiples laterales, lo cual permite una producción mezclada

3.6 HERRAMIENTAS PARA EL SISTEMA MULTILATERAL

Mientras que detalles de diseño y orientación pueden variar de pozo a pozo, y de compañía a compañía, la instalación del sistema multilateral consiste de los siguientes componentes principales: sección de aterrizaje, sección de la ventana, sección de orientación y cementación, herramienta desviadora, y herramientas de instalación y recuperación de la herramienta desviadora.

Los últimos dos componentes son normalmente removidos varias veces en el pozo en varias etapas de los programas de perforación y servicio.

SECCIÓN DE ATERRIZAJE

La sección de aterrizaje esta compuesto de un cilindro externo del mismo diámetro que la tubería de producción, y de un cilindro concéntrico interior. Dentro del cilindro interior tiene un seguro o una vía de acceso que permite la orientación del desviador recuperable. Después de llenar el cilindro interior con lubricante o algún otro fluido viscoso, la parte de arriba del cilindro es cubierto con un tapón de aluminio. El espacio anular entre el cilindro exterior e interior está abierto, permitiendo el paso del lodo y el cemento durante las operaciones de cementación. Las juntas adicionales de TR y de la zapata flotadora son corridas abajo de la sección de aterrizaje para la centralización y la cementación.

SECCIÓN DE LA VENTANA

La sección de la ventana. consiste de una pieza de la TP con el mismo diámetro de trabajo que la junta de la TP. Las ventanas pueden ser cortadas dentro de la sección dependiendo del arreglo de los agujeros de pozo multilaterales. La forma de la ventana, se diseña de tal manera que la barrena intercepte el objetivo, dentro de un radio imaginario predeterminado al perforar un pozo direccional.

Cuando se planea tener dos pozos direccionales, las ventanas se posicionan con un ángulo de 180°.

SECCIÓN DE ORIENTACIÓN Y CEMENTACIÓN

Esta sección consiste, desde la parte baja a la cima: un collar flotador estándar, un perfil para asentar del giroscopio y un sustituto para aterrizar el tapón limpiador. El perfil de asentamiento del giroscopio es un pasador cilíndrico estándar que permite la inserción de la herramienta direccional con giroscopio para determinar la orientación del pasador. El pasador se alinea con el pasador de la sección de aterrizaje y de la ventana precortada. Todos estos componentes son perforables.

HERRAMIENTA DESVIADORA RECUPERABLE

La herramienta desviadora recuperable tiene la forma de una cuña con un adelgazamiento, con una cara cóncava que se adapta al diámetro exterior de las herramientas de perforación, y al diámetro exterior de la tubería de producción. El adelgazamiento esta determinado por el radio deseado del pozo lateral, por ejemplo, para un pozo de radio medio, está entre 1.5 a 3° de ángulo. La sección inferior del desviador se reduce a un cilindro con diámetro igual al diámetro interior del cilindro concéntrico de la sección de aterrizaje. Para su anclaje, una pata de mula y un candado de ranura tipo J son cortados en la sección inferior para permitir un autoalineamiento, haciendo coincidir con el candado en la sección de aterrizaje. Se coloca una varilla flexible dentro de la reducción, entre la sección superior y la inferior de la herramienta deflectora, para permitir el realineamiento de la cara del desviador a la parte inferior del candado.

Esta herramienta está diseñada para operaciones multilaterales, para reducir los viajes, incrementar la facilidad para la recuperación del mismo y mejorar la administración de los recortes. Este diseño permite moler la ventana y realizar la

cementación en el lugar y ser recuperado durante el mismo viaje junto con el trozo de liner en la operación de lavado, (figuras 3.14 y 3.15).

HERRAMIENTAS PARA CORRER Y RECUPERAR EL DESVIADOR

La herramienta para instalar el desviador se asegura en la cima del desviador y es corrida con la sarta de perforación. Se libera el desviador de la herramienta de corrimiento cortando los seguros, aplicando peso o tensionándolos.

La herramienta para recuperar el desviador esta diseñado para un autoalineamiento para que coincida con las aberturas en la parte superior del desviador. La herramienta recuperadora se enlaza con el desviador por medio de dos seguros de resorte, los cuales están comprimidos durante el acoplamiento y se extienden al quedar libres en las ranuras de corte en la sección superior del desviador. Para ayudar en la autoalineación y el acoplamiento, la superficie de la herramienta de recuperación se maquina en una forma convexa para que se acople a la superficie cóncava del desviador. Las boquillas localizadas en la herramienta de recuperación son para remover los recortes de las ranuras en la sección superior del desviador por medio de la circulación a través de la sarta de trabajo, (figura 3.15).

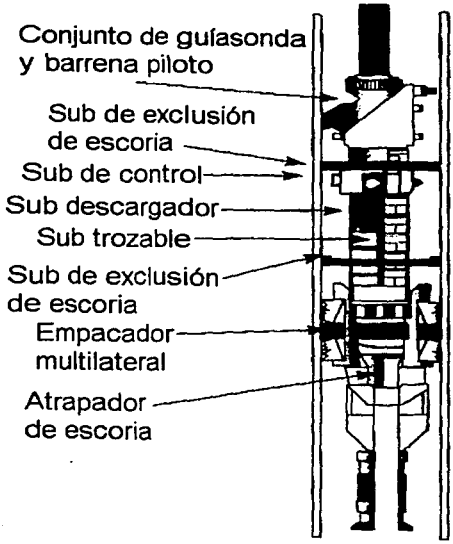


Figura 3.14 Conjunto para cortar una ventana

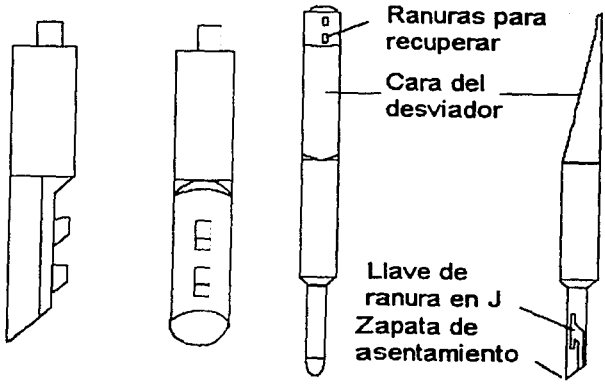


Figura 3.15 Herramientas de corrimiento y recuperación para el desviador

3.6.1 HERRAMIENTAS PARA LA TERMINACIÓN MULTILATERAL

En la tecnología multilateral, muchas de las herramientas de perforación y terminación van a ser básicamente las mismas. Sin embargo se requieren herramientas especiales para la unión mecánica, el aislamiento de la unión, y las herramientas de acceso de las entradas laterales. Algunas herramientas que pueden ser incluidas son: empacadores, mecanismos de desviación, controladores de flujo, liners colgadores, empacadores externos inflables de tubería de revestimiento, herramientas de selección de re-entradas, cabezas divisoras, herramientas para la intervención de pozos "pequeños", equipos flotadores de cemento, herramientas de orientación, herramientas de registros, herramientas para moler o cortar ventanas, herramientas para posicionarse en la ventana, herramientas de fondo para la medición y adquisición de datos.

Existen muchas otras herramientas específicas. Varias compañías de servicio de pozos multilaterales han desarrollado sus propias herramientas para aplicaciones y propósitos especiales.

3.6.2 NIPLE DE ENTRADA LATERAL

El Niple de Entrada Lateral (LEN) es aplicable para terminaciones simples, re-entrada selectiva, y producción selectiva sin aislamiento hidráulico en la unión. Este es uno de los sistemas de terminación más simple. El principal componente del LEN es la junta de ventana o ventana precortada, (figuras 3.16 y 3.17).

El LEN junto con la TP es corrido y anclado entre dos empacadores colocados arriba y abajo del agujero lateral en agujero descubierto o después de que la unión cementada a sido construida. Cuando la conexión alcanza la profundidad del empacador el LEN es orientado para que la ventana precortada quede frente al lateral, lo cual permite:

- **Instalar un desviador que permite el corrido de herramientas de intervención en el pozo principal y en el lateral**
- **Colocar una junta de circulación o un estrangulador para aislar la producción del lateral**
- **Obturar el flujo de la zona inferior con la zona del lateral**

La desventaja principal de este sistema es que no proporciona una integridad hidráulica en la unión así que puede aparecer en un escenario futuro la producción de arena y sólidos y será un problema en la vida del pozo. Entonces éste podría ser diseñado con colador de arena arriba del LEN y tener una junta de circulación instalada en el LEN. Entonces la producción es desviada a través de los coladores y la junta de circulación es sacada cuando se requiera una intervención de pozo.

3.6.3 CABEZAL DE ACHIQUE Y DESVIADOR

El Cabezal de Achique y Desviador (Scoophead Diverter) es el punto mecánico para acoplar las sartas de producción aisladas del agujero principal y el lateral para terminaciones dobles o sencillas hacia la superficie, lo cual permite una unión sellada a presión.

El scoophead diverter es colocado frente a la ventana de la unión lateral, sellando dentro del empacador multilateral con una ancla de producción después de que la unión cementada ha sido construida. El scoophead incorpora un sello de agujero el cual permite que una sarta de producción sea aterrizada dentro del lateral

inferior para la producción aislada. El scoophead es maquinado con un sobresaliente selectivo (diverter) que desvía las conexiones dentro del agujero lateral. Así, colocando un empacador de producción en el agujero lateral antes de crear la unión cementada, una sarta de producción puede ser aterrizada dentro del empacador sello del agujero lateral, (figura 3.18).

Entonces la terminación en la superficie se realiza usando una conexión de sello paralelo que aterriza dentro del sello de agujero del scoophead diverter y del empacador lateral de producción simultáneamente. La conexión de sello paralelo incorpora dos diferentes longitudes y diámetros exteriores de conexión de sello. La conexión de sello lateral es desviada por el desviador dentro del lateral y conecta el empacador lateral al mismo tiempo la otra conexión de sello conecta con el scoophead diverter.

Un tercer empacador es utilizado en la sarta de producción para completar el aislamiento de la unión. Una vez que se realiza el montaje de la unión con la tubería y los empacadores, se logra el aislamiento de la presión de la unión. Una terminación estándar doble o terminación mezclada utiliza un SRT.

3.6.4 HERRAMIENTA DE REINGRESO SELECTIVO

La Herramienta de Reingreso Selectivo (SRT) esta diseñada para lograr la re-entrada dentro de cada rama de un pozo multilateral. Esta herramienta permite la producción mezclada o inyección de un pozo multilateral. Junto con un scoophead diverter y una conexión de sello paralelo, la herramienta de reingreso selectivo proporciona un aislamiento hidráulico en la unión. El SRT actúa como un punto de cambio de la sarta simple de la tubería de terminación a la superficie a una sarta doble en el fondo, (figuras 3.18 a 3.20).

En la cima del SRT tiene un seguro y un perfil de orientación los cuales son usados para aterrizar y colocar un desviador. El desviador es usado para la seleccionar el reingreso al pozo principal o lateral.

El SRT es corrido con el sistema scoophead diverter, con un empacador de producción arriba del SRT para proveer un punto de anclaje para la terminación superior.

Antes del lavado del liner lateral para crear una unión cementada un empacador es corrido y colocado en el lateral. Un tapón de fluido viscoso es colocado arriba del empacador para protegerlo de los recortes y del lavado del liner para crear una unión cementada. Con las operaciones de limpieza de pozo realizadas, el pozo esta listo para aceptar la herramienta de reingreso selectivo. Algunas características del SRT son:

- **La TP es corrida en el agujero principal y el lateral dando una fuerza mecánica adicional para ayudar a garantizar las re-entradas futuras aún si la unión llega a ser inestable**
- **El sistema esta diseñado para hacer un solo viaje teniendo un ahorro en tiempo de equipo**
- **El SRT permite intervenciones de reparación en el agujero principal y en los laterales.**
- **Con una alternativa el sistema puede ser configurado tal que pueda ser flexible con un empacador doble de producción donde las condiciones no permitan un flujo mezclado o inyección**

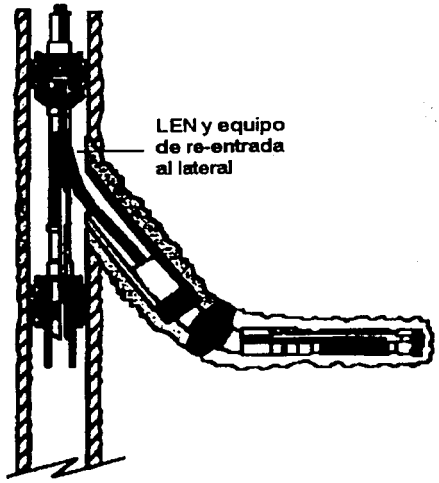


Figura 3.16 Producción con el LEN

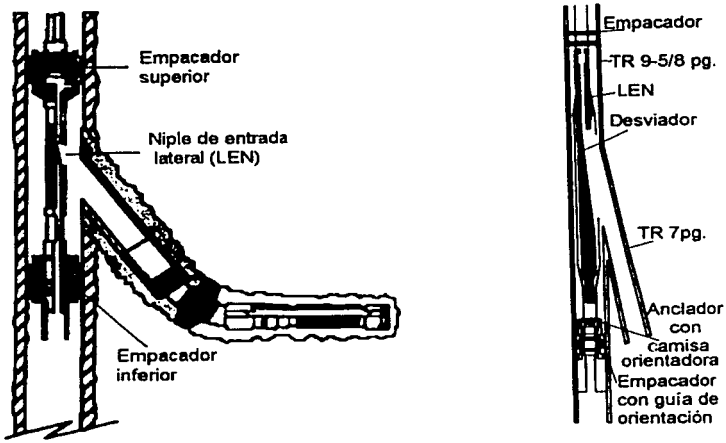


Figura 3.17 LEN con desviador instalado

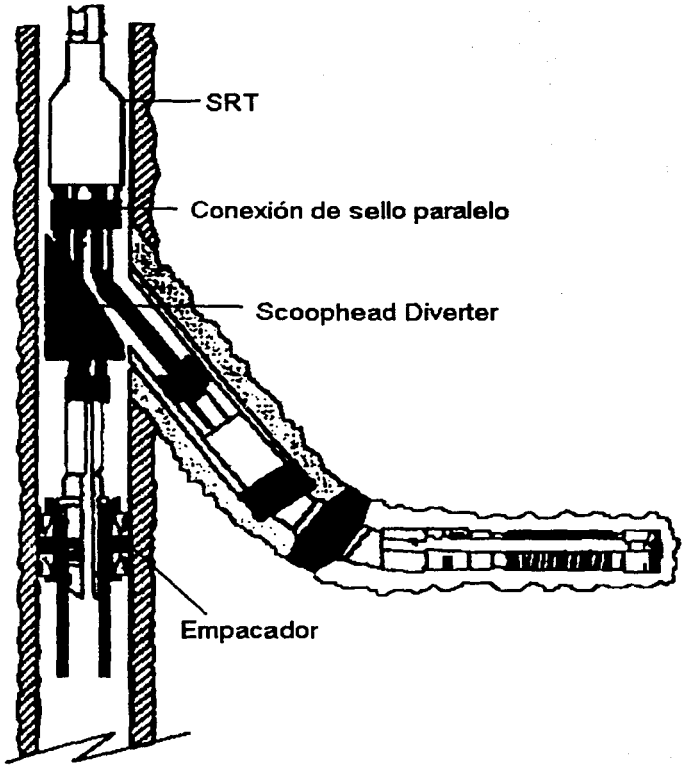


Figura 3.18 Terminación con re-entrada selectiva

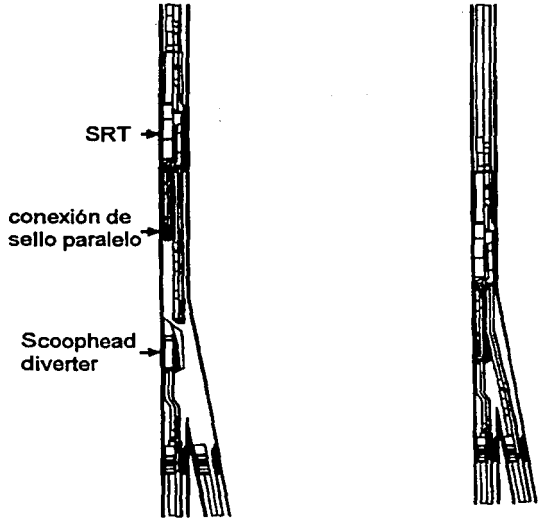


Figura 3.19 Corrimiento del SRT y su colocación final

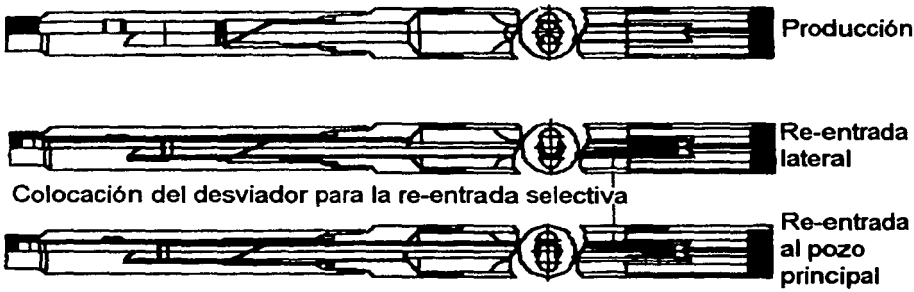


Figura 3.20 Herramienta de re-entrada selectiva

3.7 CASOS HISTÓRICOS

Los aparejos de terminación en los pozos multilaterales tienen una configuración para producir a través de: sartas dobles, tie-back para dos agujeros uno vertical y otro lateral, aparejos para gas lift y para bombeo electrocentrífugo. Estos arreglos se deben principalmente a que los pozos están localizados en yacimientos agotados o de baja presión, así como en yacimientos de aceite pesado.

3.7.1 POZO INYECTOR EN AGUAS PROFUNDAS

En 1998, la perforación de un pozo inyector doble lateral opuesto, necesario para mantener la presión de un yacimiento situado en aguas profundas de la Cuenca de Campos, en Brasil, le ahorro a la compañía Petrobras gran cantidad de tiempo y dinero, y le dio otro galardón técnico. Este último, porque el pozo es el primero de su clase que se perfora en tirante de agua de más de 500 m, por medio de un equipo semisumergible.

OBJETIVO

El campo Voador, que abarca 20 Km^2., situado en la porción noreste de la Cuenca de Campos, a 110 Km. de la costa del Estado de Río de Janeiro. El yacimiento está en aguas cuya profundidad fluctúa de 400 a 650 m., y es un lugar sísmico que tiene dos bloques (llamados RJS-403 y RJS-377) separados por una barrera erosional. En el bloque RJS-377, se perforaron tres pozos verticales productores.

Para mejorar la recuperación de aceite, un programa de inyección de agua fue diseñado para el bloque RJS-377, y se determinó la implantación de un pozo doble lateral opuesto, para mantener la presión y además lograr una gran exposición del yacimiento, con una relación de inyección de aproximadamente

4,200 m^3/d. Para perforar el pozo inyector, desde una plataforma semisumergible, se escogió una localización en tirante de agua de 563 m.

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La litología del yacimiento se compone principalmente de la arenisca desleznable Marlim conocida como la formación Carapebus (época Oligoceno-Mioceno). Originalmente el yacimiento era bajo saturado (todo el gas está disuelto en el aceite), (tabla 3.1).

Litología	Arenisca Marlim
Espesor	15 m
Porosidad	30%
Permeabilidad	1500 md
Saturación de agua	20%
Presión original	4152 psi
Presión del punto de burbuja	3413 psi
Presión prevaleciente	3299 psi
Densidad del aceite	21 °API

Tabla 3.1 Parámetros del yacimiento Carapebus

El pozo multilateral fue localizado en la posición estructural inferior en un área intermedia entre las dos regiones principales productoras del bloque RJS-377.

La complejidad de la estructura dificulta que los laterales estén dentro del objetivo del yacimiento, debido al afallamiento, la erosión de la superficie, y espesores delgados de 10 a 15 m. para el lateral 6HPA-RJS y de 5 a 9 m. para el lateral 7HPA-RJS.

REQUISITOS

La ejecución de los trabajos, se siguieron al pie de la letra los requisitos necesarios para determinar el tipo más adecuado para empalmar el tramo lateral superior con el pozo principal, arriba del punto donde éste inicia la curva que lo lleva al plano horizontal. Se observaron las características de la formación en el sitio donde se abre la ventana en la TR principal, así como las características del ramal programado, la caída de la presión prevista en el punto de empalme con el pozo principal y la función prescrita (ya sea de producción o de inyección).

Además de que el pronóstico del modelo de flujo con este pozo multilateral mostró que se podría obtener una excelente eficiencia de barrido.

El pozo se acogió a la terminación multilateral **Nivel 5; Grado N-1-IN-S/5-PR-SEL**, la cual tiene una unión con integridad de presión lograda no simplemente por cementación, sino por métodos especiales de terminación.

EL POZO

La figura 3.21 muestra esquemáticamente el perfil del pozo inyector, que básicamente asumió la forma de "Y" invertida. Su función es la de inyectar agua en una formación de arenisca del yacimiento Voador. Sus características principales son:

TRAYECTORÍA. El pozo consta de dos tramos horizontales: uno superior (8VD-7HPA-RJS), de 600 m. de longitud, de $6^{1/2}$ pg. de diámetro, en dirección S22.78E y otro (8VD-6HPA-RJS) de 400 m. de longitud de $8^{1/2}$ pg. de diámetro en dirección N10.42W que parte del extremo inferior del pozo principal. Con 300 de longitud entre las zapatas de los dos laterales. La profundidad final medida del ramal superior es de 3.061 m. y la del trecho inferior de 3.148 m.

TUBERÍAS REVESTIDORAS. La sarta de $13^{3/8}$ pg. del pozo principal se instaló a 1.544 m. y la de $9^{5/8}$ pg. a 1.741 m. La ventana para iniciar la perforación del tramo lateral superior se cortó en la sarta de $9^{5/8}$ pg. de la sección vertical, a la altura de los 1.643 m.

FLUIDO DE CORTE. En el corte de la ventana se usó un fluido de fresado de las propiedades reológicas requeridas para acarrear el máximo posible de la escoria generada durante la operación de fresado. Ver, en la figura 3.14, el conjunto que se usó para abrir la ventana, equipado con dos subs de exclusión, uno igualador y otro de control, más una junta para separación en casos de emergencia, todo esto instalado entre el ancla, el guía sondas y la barrena piloto, conectada en el extremo superior del guía sondas.

Una vez terminado el corte inicial se retiró la barrena piloto y se introdujo la barrena indicada para terminar el fresado, tarea que se logró en unas 4 horas.

TRAMO INFERIOR. La terminación del tramo inferior de $8^{1/2}$ pg. se hizo con forro de malla retenedora de arena, especialmente diseñada para pozos inyectores, cuya característica principal es la inversión de sus dos elementos; es decir, que el elemento retenedor de la arena va montado dentro de los tubos base, (figura 3.22).

En ambos tramos horizontales se usaron forros de aleación metálica de 13% al cromo para retener la arena. Arriba del conjunto retenedor de arena se usó un método de terminación apropiado para lograr hermético aislamiento hidráulico del respectivo tramo lateral con el pozo principal.

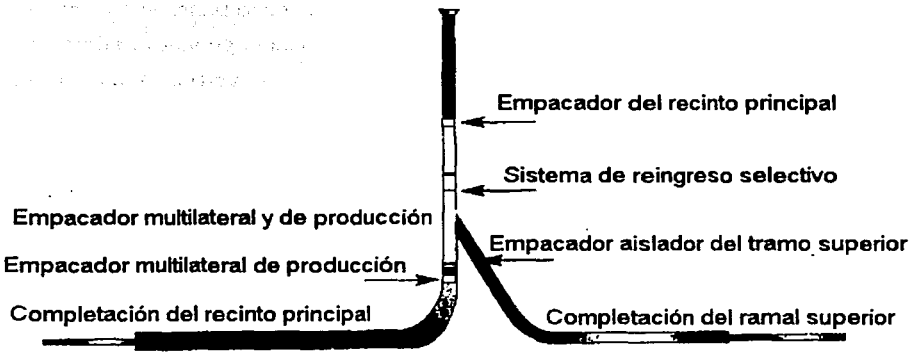


Figura 3.21 Configuración del doble pozo inyector

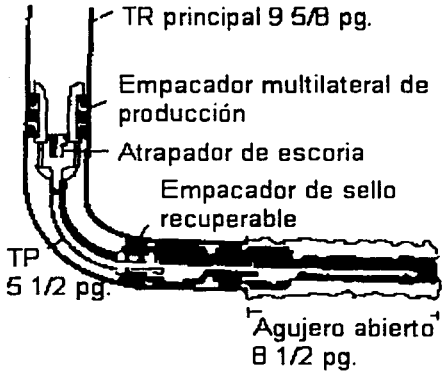


Figura 3.22 Terminación del pozo principal

LATERAL SUPERIOR. La figura 3.23 muestra como quedó el ramal lateral superior, cementado hasta el empalme con el pozo principal. La sección curva se perforó con barrena de $8^{1/2}$ pg. y se revistió con liner de 7 pg., el cual tiene las características básicas de los liners convencionales, pero la camisa de asentamiento es más corta y los tres primeros tubos tienen conexiones integrales (para acoplarse al pozo principal). Estas modificaciones se hicieron para reducir la cantidad de material de corte y para asegurarse de que, dentro de la revestidora de $9^{5/8}$ pg., quedara un trozo de adecuada longitud del liner de 7 pg., a fin de facilitar la instalación de la camisa para la operación de lavado.

La buena cementación de la sarta de $9^{5/8}$ pg. del pozo principal y de los primeros metros del liner de 7 pg. que penetraba ligeramente en ella fue necesaria para impartirle al liner la resistencia necesaria a la vibración durante la subsiguiente operación de deslave.

La parte superior del liner de 7 pg. que penetraba en la sarta de $9^{5/8}$ pg. se cortó hasta dejar solamente 1.7 m., de longitud necesaria para la siguiente operación de deslave del pedazo remanente del liner y del conjunto de guíasondas, hasta el sub de control. Esto permitió rescatar todo el conjunto situado encima del obturador y subsiguientemente, del colector de escoria del pozo principal.

TERMINACIÓN FINAL

El trecho horizontal del tramo lateral superior, sin entubar, se perforó con barrena de $6^{1/8}$ pg. y se instaló una sarta de tubos de $3^{1/2}$ pg. provistos de malla para retener la arena de la formación. La malla es de tipo convencional (sistema externo de protección y retención de finos, con aberturas de acceso extremadamente constante). El empalme con el liner de 7 pg. se hizo con un obturador sacrificable, para aislar el conjunto del área sujeta a corrosión galvánica.

El empalme del tramo lateral con el pozo principal quedó como se ve en la figura 3.24, completo con empacador de producción y herramienta de reingreso selectivo (SRT), la cual se instaló también en el tramo inferior.

La herramienta SRT permite ingresar en cualquiera de los dos "brazos" del pozo; y, conjuntamente con los sellos del empacador multilateral, proporciona hermético aislamiento hidráulico del empalme con el pozo principal.

La operación en el tirante de agua de 563 m. fue un éxito rotundo. La aplicación de esta tecnología en el campo Voador, demostró ser muy acertada, dada la reducción lograda en el costo total de la operación.

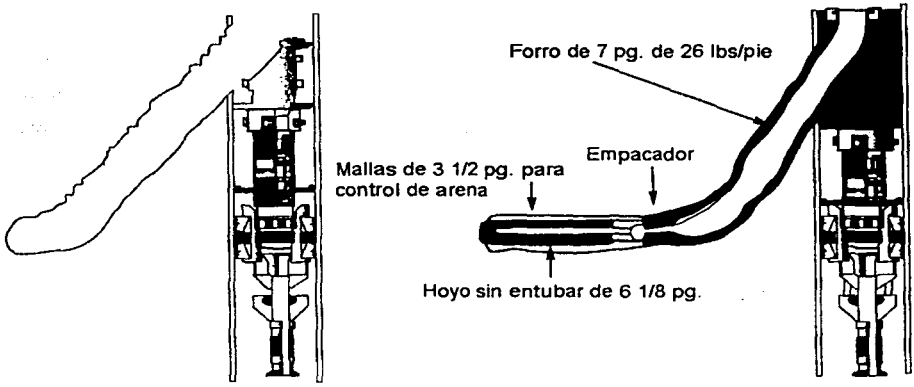


Figura 3.23 Perforación y terminación del tramo superior

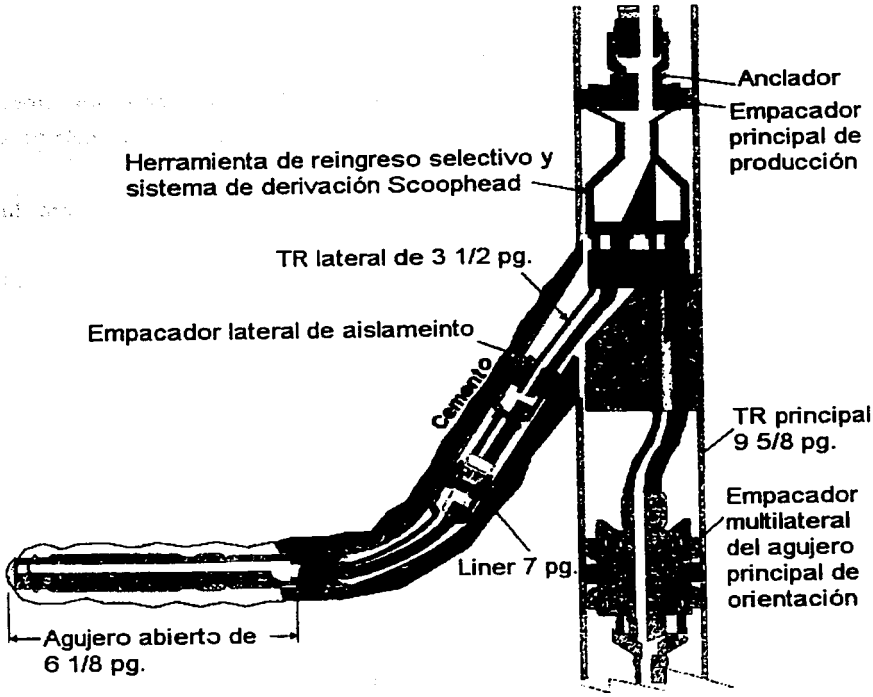


Figura 3.24 Terminación final del empalme

PROCESO DEL POZO MULTILATERAL INYECTOR NIVEL 5

TERMINACIÓN DEL LATERAL INFERIOR

- **Perforación convencional**
- **Terminación en agujero abierto de $8^{1/2}$ pg. con un liner preempacado con malla retenedora de arena de $5^{1/2}$ pg., anclado a la TR principal de $9^{5/8}$ pg.**
- **Corrimiento de un empacador multilateral y el tie-back para la terminación**
- **Válvula de aislamiento deshidratadora de gas (junto con el empacador proporcionan aislamiento de la zona de inyección)**
- **Los sellos se prueban aplicando presión**
- **El empacador multilateral se prueba aplicando fuerza de tensión y presión en la TP**
- **Hasta aquí el pozo principal esta terminado y aislado**

MOLIDO DE LA VENTANA

- **Orientación del empacador al anclaje (en la salida de la ventana de la TR)**
- **Corrimiento de una conexión de desviador multilateral y se aterriza en el perfil de orientación del empacador**
- **Confirmar la orientación del desviador**
- **Molido de la ventana en la TR de $9^{5/8}$ pg.**
- **Perforación del lateral con barrena de $8^{1/2}$ pg.**
- **Para iniciar el molido se aplica peso o tensión para cortar los seguros del desviador**
- **Es importante realizar un corte óptimo en la ventana para evitar dificultades más adelante**

CEMENTACIÓN DEL LATERAL SUPERIOR

- **Corrimiento de un liner lateral de 7 pg., con un equipo flotador de cementación**
- **Cementación del liner lateral**
- **Perforación del lateral con barrena de $6^{1/8}$ pg.**
- **Instalación del liner lateral preempacado de $3^{1/2}$ pg.**

INSTALACIÓN DEL EMPACADOR LATERAL DE AISLAMIENTO

- **Corrimiento de un liner lateral de $3^{1/2}$ pg. y un empacador lateral de aislamiento**
- **Colocación del empacador de aislamiento a 40 pies de la ventana (antes del lavado)**

LAVADO Y REMOCIÓN DEL TROZO DE LINER

- **Corrimiento de una guía de molido, para moler el trozo del liner**
- **Lavado del trozo del liner de 7 pg., y conexión del desviador**
- **Recuperación del trozo de liner y de la conexión del desviador y su anclaje**
- **Hasta aquí se tiene una terminación multilateral Nivel 4**

REMOCIÓN DEL RECIPIENTE DE ESCORIA

- **Limpieza del pozo principal y del lateral (con circulación inversa)**
- **Recuperación del recipiente de recortes (95% de los recortes)**

TERMINACIÓN FINAL

- **Modelo de unión tridimensional (varias pruebas virtuales de diferentes configuraciones fueron aplicadas, antes de correr el equipo)**
- **Corrimiento del scoophead diverter sobre una sarta de trabajo (con un correcto espaciamiento)**
- **Corrimiento de la TP lateral**
- **Finalmente se coloca el SRT en la cima del scoophead diverter (las partes del SRT se unen a las TR's del pozo principal y del lateral)**
- **Colocación de un empacador de producción de sarta simple arriba del SRT, para proporcionar el punto de aislamiento final en el área de la unión**
- **El empacador lateral de aislamiento junto con el empacador de orientación en el pozo principal y el empacador de producción colocado arriba de la unión, son los puntos de aislamiento para la creación del sello hidráulico de la unión**

3.7.2 POZO MULTILATERAL NIVEL 6

La primera unión multilateral Nivel 6 fue exitosamente instalada por la compañía Baker Hughes en un pozo costa dentro (presión de 2,500 psi), en California, en 1998.

La unión, configurada con un revestimiento de $9^{5/8}$ pg. con dos tramos de 7 pg., fue corrida en una TR conductora de 14 pg. y dentro del agujero abierto, incluyendo una sección de 13.5°/100 pies. La unión se colocó en la horizontal a 93° y desviada a 1,597 pies MD, con la zapata del primer tramo lateral a 1,853 pies MD (el tramo pre-formado) y la zapata del segundo lateral a 1,620 pies MD.

Después de confirmar la orientación de la unión con la herramienta MWD electromagnética, la unión se reformó con el sistema de enderazamiento hidráulico y con pruebas de presión interna, después de esto la sarta se sacó del pozo, la unió totalmente reformada y la TR de $9^{5/8}$ pg. fueron cementadas en el lugar.

Dos tramos de $6^{1/8}$ pg. (±2,000 pies cada uno) fueron subsecuentemente perforados, y un liner ranurado de $4^{1/2}$ pg. fue instalado en ambos tramos. La figura 3.25 muestra la configuración final del pozo.

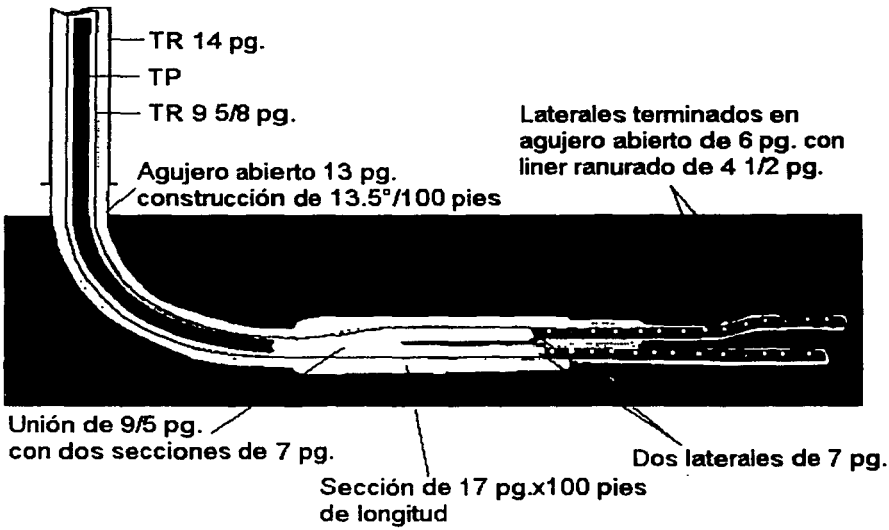


Figura 3.25 Pozo terminado con el sistema Formation Junction 9 5/8 pg. x 7 pg. x 7 pg.

PROCESO MULTILATERAL NIVEL 6

- **TR conductora de 14 pg.**
- **Sección de agujero abierto de 13 pg.**
- **Severidad de incremento de ángulo de desviación de 13.5°/100 pies**
- **La sección donde la unión se formó fue ampliada a 17 pg. con longitud de 100 pies**
- **Se corrió la TR Formation Junction de $9^{5/8}$ pg.**
- **Equipo de flotación dentro del tramo más largo**
- **El desviador se corrió en el lugar**
- **Se utilizó el sistema MWD para verificar la orientación**
- **Sarta de enderazamiento compuesta de: enderezador, juntas de expansión, pescante, martillos, etc.**
- **Se reformó la Formation Junction**
- **Se realizaron pruebas de presión**
- **La TR y la unión se cementaron en el lugar**
- **Se perforaron dos tramos laterales de $6^{1/8}$ pg., y se terminaron con un liner de $4^{1/2}$ pg. cada uno**
- **Se recuperó el desviador**
- **Se instaló el sistema de bombeo mecánico**

3.8 TIPOS DE FLUIDOS DE TERMINACIÓN

Los fluidos de terminación más comunes utilizados en la terminación de pozos multilaterales y ramificados, son del tipo poliméricos y de los de baja densidad y viscosidad como los lodos salados, ya que este tipo de pozos se perforan en yacimientos agotados o de baja presión y en formaciones carbonatadas, areniscas y arenas con intercalaciones de lutitas donde los lodos base agua causan problemas de estabilización.

CAPÍTULO 4

IMPACTO ECONÓMICO

4.1 GENERALIDADES

Los pozos multilaterales están recibiendo mucha atención en la industria del petróleo. A pesar de esto, a la fecha los pozos multilaterales en la practica representan una pequeña fracción del número total de pozos perforados en el mundo. Una de las razones de esta limitada aplicación podría ser que los beneficios económicos de los pozos multilaterales estén en duda, aún cuando los altos costos asociados con la perforación y terminación de un pozo multilateral pueden ser justificados por el notable incremento en la productividad del pozo.

Por otra parte, los pozos y los proyectos multilaterales son un sistema difícil de evaluar con respecto al verdadero efecto económico debido a que los recursos son afectados en tiempo, profundidad, y costos, más allá de lo que es una tecnología convencional. Estos efectos podrían ser cuantificados si toda la información pertinente es contemplada y evaluada.

4.2 LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LOS POZOS MULTILATERALES

Los avances significantes en perforación, revestimiento, y tecnologías de terminación hacen posibles formas complejas de perforación y terminación de pozos multilaterales, los cuales han sido exitosamente realizados en varias áreas de producción de gas y aceite alrededor del mundo.

En operaciones costa fuera, la producción a través de laterales reduce los costos de sistemas artificiales, se reducen las aberturas de pozos verticales, y se requieren menos equipo superficial y más pequeño, y menos plataformas de producción. Así mismo, el número de pozos adicionales de relleno requeridos en un programa pueden ser reducidos.

Una vez que es realizada la perforación, los operadores pueden disminuir los costos de operación y aumentar la producción, mediante la optimización de la conectividad entre el lateral y el agujero primario, el aislamiento de la unión, y el acceso a los laterales.

4.2.1 ECONOMÍA

La razón principal para perforar un pozo multilateral es el incremento de la ganancia de la inversión por medio del mejoramiento del drene del yacimiento.

VENTAJAS

- **Reducción de costo del pozo.** Los pozos multilaterales reducen los costos de perforación porque el número de secciones verticales perforadas requeridas es también reducido.

Consecuentemente, el ahorro en los costos de revestimiento, cabezales y complementarios, cementación y varios servicios implicados en muchos pozos verticales perforados, así como en programas de protección ambiental.

- **Reducción de tiempo**. El tiempo es ahorrado debido a la perforación de pocas secciones verticales, particularmente en desarrollos costa fuera.

- **Reducción de inversión de capital**. Costa dentro, el uso de múltiples laterales puede reducir el número de localizaciones de superficie, caminos de acceso y minimizar los costos de limpieza, lo cual reduce el costo del proyecto general. Costa fuera, pocos medios de superficie pueden ser necesarios, incrementa del área de drene para un arreglo de aberturas dando gran flexibilidad en plataformas y permite mayor extensión de desarrollo del campo. El incremento de producción minimiza el número de plataformas, las inversiones y costos de operación.

DESVENTAJAS

- **Concentración de la inversión y riesgo económico.** Debido a ésto se tiene el riesgo del costo económico de la pérdida del pozo principal o de un lateral de un sistema multilateral

- **Dependencia sobre la tecnología nueva.** El sistema a usarse debe estar suficientemente comprobado para su uso en campo

- **El gasto de operación no definido.** Debido al elemento de riesgo los costos de intervención podrían aumentar.

4.2.2 FACTORES QUE AFECTAN EL ÉXITO ECONÓMICO DE LOS POZOS MULTILATERALES

Cuando se define el éxito económico es importante entender la razón para emprender un proyecto y los factores operacionales que van a contribuir al éxito o al fracaso del mismo. Los siguientes controladores financieros representan la justificación primaria para considerar la aplicación de la tecnología multilateral.

- **Reducción de costo**
- **Incremento de reservas (económicamente)**
- **Producción acelerada de reservas**
- **Conservación de aberturas y costos de instalaciones**
- **Delimitación de yacimientos**

Es importante comprender los controladores financieros que afectan las decisiones, ya que la administración de campo y las estrategias de desarrollo podrían ser mejoradas por una adecuada implantación de pozos multilaterales. Cuando se hace un juicio económico sobre la viabilidad del proyecto es fácil omitir factores que podrían contribuir significativamente en los resultados financieros. Estos factores que contribuyen para el éxito económico de un proyecto multilateral, son:

- **Características del yacimiento y planes de desarrollo**
- **Producción y capacidad de las instalaciones**
- **Experiencia de operadores y de compañías de servicio respecto a instalaciones multilaterales**
- **Tecnología avanzada y refinamientos en sistemas de perforación y terminación multilateral**
- **Complejidad del programa de perforación y terminación**

- **Una efectiva planeación de contingencia antes de comenzar las operaciones de perforación y terminación**

Los pozos multilaterales tienen un efecto importante en todas estas áreas, y el ignorar una o más áreas podrían afectar el éxito general financiero del proyecto.

4.2.3 PROYECCIÓN DE VARIABLES

YACIMIENTO. Estas variables pertenecen a la evaluación del yacimiento incluyendo modelos y simulaciones, propiedades petrofísicas, y la estabilidad del agujero del pozo. Los regímenes inconsistentes de presión de poro y el flujo cruzado anticipado de los laterales también afectan la elección y el diseño del equipo multilateral. Otras variables de yacimiento incluyen la geometría de yacimiento y la estrategia de drene. El tipo de sistema seleccionado también depende de las necesidades de operación de producción y/o monitoreo de la producción mezclada Vs la contribución lateral individual.

GEOLOGÍA. Estas variables involucran la unión y colocación lateral con respecto a la estabilidad, orientación lateral, y diseño de la trayectoria de pozo. Los requerimientos del objetivo y la longitud del lateral también tienen impacto en la selección de un sistema apropiado.

PERFORACIÓN. Las variables incluyen el diseño del sistema, el cual debe señalar la estabilidad de la unión y la administración de los recortes, los dos comúnmente son causas de fracaso en una implantación multilateral. Otras variables incluyen requerimientos de re-entrada, control de pozo, limitaciones de tubería, y estabilidad del agujero de pozo.

TERMINACIÓN. Las variables abarcan la información respecto al control de arena, producción de agua, abatimiento de presión, mecanismos artificiales de producción, variación de escenarios de terminación, y control de la producción; todo esto va a ayudar para determinar cual sistema es el más apropiado para el yacimiento

INSTALACIONES. Los pozos multilaterales por su gran capacidad de producción pueden tener un efecto sobre el diseño de las instalaciones de producción, desde el punto de vista de manejo de los fluidos producidos. Ha habido casos de pozos multilaterales que comienzan a estrangularse debido a la incapacidad de las instalaciones superficiales para el manejo de la producción. En un ejercicio de desarrollo de campo el número de pozos marinos necesarios para desarrollar un campo fue reducido de 12 a 7 pozos y el número de plantillas marinas fue reducido de 3 a 2 aberturas por el uso de pozos multilaterales.

4.3 ANÁLISIS DE COSTO

Un factor muy importante en la selección de los potenciales candidatos multilaterales es el factor de riesgo aplicado al proyecto durante las etapas de planeación. Algunas veces, dicho factor determina si el proyecto va a ser viable o no, debido a la variedad de consecuencias acarreadas. El nivel de incertidumbre junto con la severidad de las consecuencias determinan el grado de riesgo. Debido a que la incertidumbre y el riesgo asociado de una situación están templados por la perspectiva personal, las situaciones asociadas de una situación dada puede ser completamente diferente de una persona a otra. La experiencia (personal o general), conocimiento, recursos financieros, filosofía de negocios, y otros factores influyen en la perspectiva individual. En la industria del petróleo el riesgo puede involucrar los riesgos del proceso, de producción y yacimiento, financiero, y de tecnología.

Tradicionalmente, los operadores revisan experiencias de trabajo para evaluar la viabilidad y el riesgo cuando se considera la aplicación de una tecnología. Conforme la planeación y la experiencia de la implantación multilateral se incrementa, las herramientas se desarrollan para ayudar a cuantificar los riesgos.

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGO

Porque todas las decisiones de negocios tienen controladores financieros primarios, el análisis de riesgo es tomado para el siguiente nivel, el cual cuantifica las consecuencias asociadas con el riesgo en términos monetarios. Este tipo de evaluación es llamado Análisis Cuantitativo de Riesgo (QRA). En este proceso, los resultados de múltiples simulaciones producen un rango de consecuencias, las cuales son cuantificadas en términos económicos. Al revisar los resultados, los factores de riesgo son comprendidos en términos de un potencial efecto económico.

Esta herramienta puede ser empleada en la planeación de los pozos multilaterales, y es vital en el análisis de riesgo y para atender la contingencia, y en la toma de decisiones de acción correctiva. La familiaridad con planes de contingencia y procedimientos de ellos mismos es una herramienta valiosa en la disipación de incertidumbres a cerca de la practicidad de los proyectos multilaterales. Esta herramienta proyecta el impacto del diseño y decisiones de operación sobre los resultados económicos del pozo o proyecto.

BALANCE ECONÓMICO

Cuando se considera un balance de costos es importante primero establecer los límites del campo o de la zona productora, y tomar en cuenta todas las variables económicas pertinentes, además del riesgo. Existen diferentes criterios económicos disponibles y estos podrían variar de compañía a compañía o aún de proyecto a proyecto. El elemento más importante de esta evaluación es asegurar que el mismo nivel de resultados esté siendo comparado.

El valor presente neto (NPV) es uno de los criterios más populares de evaluación económica, usados hoy en día. Este tiene la capacidad para incluir el valor del dinero en el tiempo comparado con una tasa de retorno estándar.

Este análisis económico utiliza datos históricos relevantes posibles (la contingencia puede ser agregada para dificultades operacionales o de localización las cuales pueden ser encontradas en un lateral en particular). Después de que este análisis de ha llevado a cabo se puede realizar una comparación contra otras oportunidades de inversión y las decisiones se pueden hacer en conformidad. La figura 4.1 muestra una comparación del riesgo Vs NPV entre un pozo sencillo y uno doble lateral en el mismo yacimiento.

El costo y el riesgo asociado con la tecnología multilateral parecen ir de la mano. Debido a que la tecnología multilateral es aún relativamente nueva, antes de que los operadores consideren una oportunidad con esta tecnología, necesitan tener significantes ahorros o no tener otro camino para lograr la misma meta.

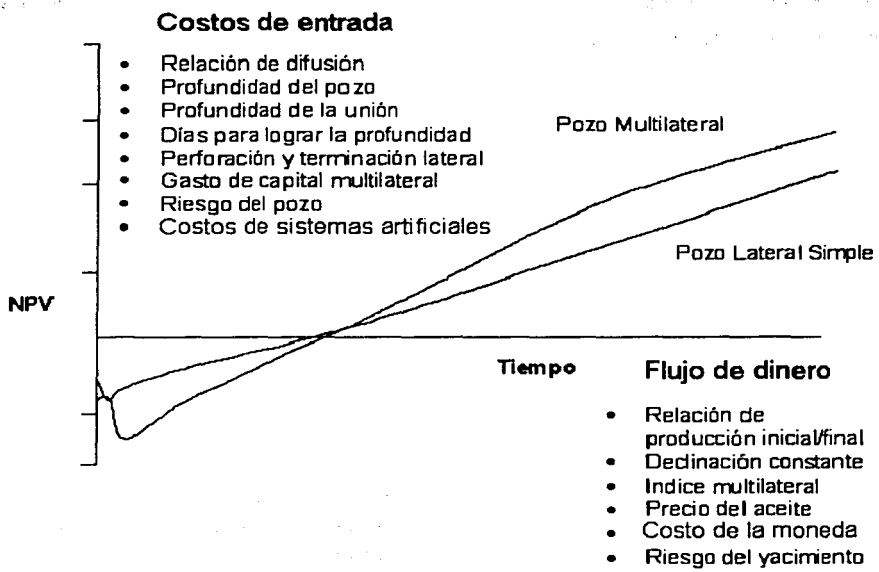


Figura 4.1 Riesgo-Beneficio NPV entre un pozo simple y un pozo doble lateral en un mismo yacimiento hipotético

4.4 CASOS ESTUDIADOS

Aunque ha habido una limitación en la información publicada sobre la verdadera recompensa económica de los pozos multilaterales existe alguna información disponible. Los siguientes casos históricos dan algún discernimiento de los posibles retornos financieros con implantación de tecnología multilateral.

POZOS PRODUCTORES

En 1996, la compañía Phillips Petroleum perforó y terminó 3 pozos multilaterales en un campo de carbonato, costa fuera en Noruega. Los yacimientos estratificados Ekofisk y Eldfisk, los cuales presentan compactaciones como resultado del agotamiento, causadas por la sobrecarga, necesitaron del revestimiento de los laterales para evitar el colapso. La tabla 4.1 muestra la aportación de hidrocarburos de cada pozo.

Campo	Pozo	Nivel	Tipo de Ventana	Tamaño del Lateral pg	Producción Inicial de Aceite BOPD	Producción Estable de Aceite BOPD	Contribución del total de Hidrocarburos del lateral %
Eldfisk	B-17	2	Premolida	Agujero abierto $4^{3/4}$	4,117	1,552	10
Eldfisk	B-14	4	Premolida	Liner $4^{1/2}$	3,791	2,819	36
Ekofisk	X-02	4	Premolida	Liner $4^{1/2}$	12,000	7,000	40

Tabla 4.1 Producción de los pozos multilaterales, terminados por Phillips Petroleum

Los pozos horizontales normales en el campo Eldfisk producen una relación de 800 a 1,700 bbls/día, y una relación de 1,000 a 6,000 bbls/día para el campo Ekofisk.

El costo de estos pozos varía de 180% del costo de un pozo simple para el B-17 y 230% para el B-14 (muchas corridas fueron asociadas con la estimulación y la terminación), y 130% del costo de un pozo simple para el X-02, (figura 4.2). Estos pozos tienen todos los desempeños de pozo en relación con otros pozos en el campo desde un punto de vista de producción aunque un análisis financiero compresivo aún no ha sido terminado.

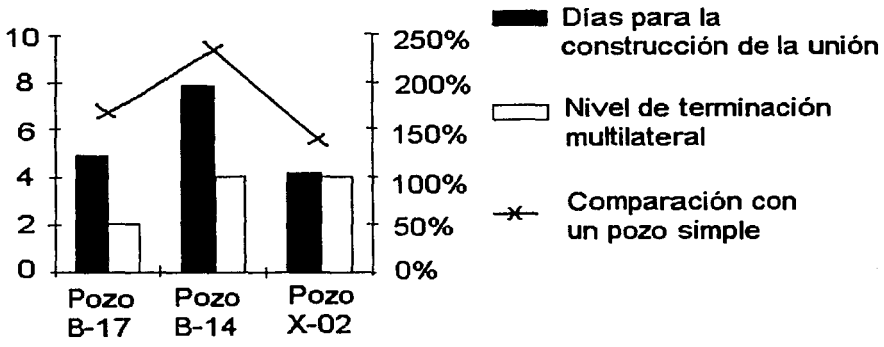


Figura 4.2 Costo de los pozos multilaterales en relación con pozos simples

POZO INYECTOR

La compañía Petrobras perforó el pozo multilateral Voador 8-VD 6HP-RJS/7HPA-RJS en aguas profundas, el cual fue terminado como un pozo doble lateral horizontal inyector con una terminación multilateral Nivel 5; para la construcción de este pozo se utilizó un equipo marino semisumergible.

La evaluación del escenario de está terminación resultó viable en un desarrollo en aguas profundas, comparándose el costo del multilateral Nivel 5 con las instalaciones horizontales típicas también en aguas profundas.

La tabla 4.2 muestra el costo general comparando el pozo de inyección multilateral Nivel 5 con dos pozos horizontales de inyección, en el campo de Cuencas, en Brasil. Como se muestra en dicha tabla, con la instalación del pozo de inyección multilateral Nivel 5, la compañía Petrobras se ahorró cerca de $10,000,000.00 (US), con respecto a las prácticas típicas de terminación. Los ahorros se debieron principalmente a la reducción de líneas de flujo y requerimientos de cabezales, debido a que se reemplazaron dos pozos horizontales por un solo pozo multilateral.

Detalles	Pozo inyector multilateral Nivel 5 Costo (USD)	Dos pozos horizontales de inyección Costo (USD)	Ahorro de costos del multilateral Costo (USD)
Perforación y terminación	20,357,600	25,387,300	5,029,700
Cabezales, líneas de flujo, etc.	4,550,000	9,150,000	4,600,000
5 días de movilización para el segundo pozo	***	367,750	367,750
Total	24,907,600	34,905,050	9,997,450

Tabla 4.2 Ahorros de costos, usando un pozo multilateral Nivel 5 con respecto a dos pozos horizontales

Esto demuestra que el impacto económico de los pozos multilaterales puede mejorar significativamente la viabilidad de proyectos multilaterales en aguas profundas.

4.5 IMPACTO AMBIENTAL

La aplicación de la tecnología multilateral no implica una gran amenaza para el medio ambiente, ya que se reduce el número de pozos perforados en un campo dado, ya sea costa fuera o costa dentro. Consecuentemente, el impacto en áreas con sensibilidad ambiental y comunidades aledañas al sitio se reducen significativamente.

La perforación de nuevos pozos costa dentro requiere la construcción de carreteras, líneas de conducción, líneas de flujo, y perforación de rellenos, lo cual altera el medio ambiente. Con la perforación multilateral, la construcción requerida va a ser menor y el disturbio ambiental va a ser mínimo.

En operaciones costa fuera muchas líneas de flujo son conectadas de los pozos productores a las plataformas y el número de líneas se incrementa conforme aumenta el número de pozos. La perforación multilateral puede reducir el número de pozos, y reduce el riesgo asociado con fallas de cualquier línea de tubería.

En situaciones de emergencia tal como un reventón de los pozos de producción, daño físico de los cabezales, es mucho más fácil el cierre de un pozo multilateral que el de pozos individuales. Un ejemplo para ilustrar tal caso es el ocurrido en el reventón imprevisto de los pozos de aceite de Kuwait durante la Guerra del Golfo Pérsico.

4.6 NECESIDAD TECNOLÓGICA

Los retos inmediatos de la tecnología de terminación es la integración de los métodos de perforación y terminación para que los operadores puedan realizar intervenciones futuras y al mismo tiempo mantener el control individual de las secciones laterales. Así las herramientas y las técnicas son desarrolladas, refinadas y probadas, y considerando la experiencia de campo, las aplicaciones de pozos multilaterales deben continuar en expansión, esto requiere una gran coordinación entre las compañias de servicio y los operadores.

Mientras que más de 1,000 pozos multilaterales han sido perforados, solamente cerca de un 2% han sido terminados usando cualquier mecanismo de terminación definitivo. Sin embargo, se espera un cambio dramático ya que se están realizando desarrollos y mejoras en la tecnología. La necesidad tecnológica que va ser realmente la punta de la tecnología multilateral en este siglo, está considerada dentro del área de terminación. El mejoramiento de las siguientes aplicaciones es importante para una mejor aplicación de la tecnología y a un menor costo, estás son: conectividad mecánica, aislamiento lateral, terminación lateral, capacidad de re-entrada, diseño de la herramienta de producción, múltiples laterales, integridad de las tecnologías multilateral, TF y bajo balance, y análisis del desempeño de los pozos multilaterales.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Los pozos multilaterales están llegando a ser rápidamente aceptados para la eficiente exploración de las reservas de aceite y gas alrededor del mundo. Las terminaciones de pozos multilaterales están siendo cada vez más sofisticadas, considerando el aspecto de la unión entre el lateral y el pozo principal. Los sistemas de terminación varían en complejidad y con una tendencia de incremento hacia el monitoreo y administración del yacimiento con una mínima intervención, y es extremadamente importante seleccionar el sistema más apropiado para un pozo multilateral particular, con el fin de reducir el costo del barril de petróleo producido, así como el riesgo e impacto ambiental.

Para que este tipo de operaciones tengan éxito, se requiere de la formación de un equipo multidisciplinario, cuyos integrantes deben conocer con profundidad los aspectos propios de su especialidad y tener suficientes conocimientos del resto de las especialidades, y debe haber una buena comunicación entre todos ellos

durante el desarrollo del trabajo, como el personal operativo de yacimientos, perforación y terminación.

Junto con la tecnología de terminación de pozos multilaterales se deben considerar las tecnologías que ofrecen grandes potenciales en su aplicación como son las tecnologías de Tubería Flexible, Bajo Balance, Alcance Extendido, etc.

Desde el punto de vista de operación la terminación multilateral Nivel 6 es la que presenta mejor integridad en la unión, la cual es creada en la superficie (logrando una mayor integridad) antes de que los laterales sean perforados o terminados y requiere de menos corridas al fondo del pozo.

Mientras que la terminación Nivel 1 es la más sencilla y económica de todos los sistemas de terminación, por lo tanto debe ser la primera opción a considerar en la terminación de un pozo multilateral, mientras que las características de la formación lo permitan.

Es conocimiento de todos que México tiene un gran potencial petrolero en el mar, con tirantes de agua aproximadamente de 100 a 200 metros, donde es factible el uso de la terminación multilateral Nivel 6S, ya que duplica el número de pozos perforados en una plataforma marina y minimiza los costos de recuperación de las reservas por abertura.

En los yacimientos continentales de estratos delgados de la región sur se manifiestan arenamiento y producción de agua en los pozos productores, lo cual permite la aplicación multilateral terminando los pozos con los Niveles 3 y 4, porque disminuyen la producción de arena y aislan las zonas indeseables respectivamente.

Debido a que hoy día, es importante extraer el petróleo de los yacimientos de una manera eficiente y a bajo costo; la aplicación de la tecnología multilateral en el

desarrollo de campos maduros y nuevos contribuye a mejorar el éxito económico, ya que reduce los costos a menos cabezales, plataformas pequeñas, desarrollo más rápido con una gran capacidad de producción, implicaciones de impuestos, logística e impacto ambiental, lo cual conduce a un desarrollo sustentable.

Cuando se considera la terminación de pozos multilaterales la primera impresión es de que los costos iniciales son elevados, debido a los equipos especiales que se usan, sin embargo, se debe considerar los beneficios futuros en el aspecto de incremento de la producción de hidrocarburos, y en ocasiones donde el yacimiento se considera antieconómico. Por ejemplo, la ventaja que se tiene cuando se cementan los laterales se requieren menos intervenciones en el futuro.

Por otra parte la tecnología de terminación de pozos multilaterales atraviesa por una serie de limitaciones, la dificultad de acceso a los laterales entre las más importantes. Falta de un manejo apropiado de las presiones en cada lateral cuando éstos se localizan en diferentes estratos productores, no existe la posibilidad de mezclar la producción hacia el pozo principal, y sobre todo cuando se requiere explotar yacimientos con diferentes potenciales de producción.

Por último, adoptar la tecnología de terminación multilateral conduce a fortalecer la industria del petróleo y estimula al desarrollo del estado del arte de la tecnología a nivel nacional.

RECOMENDACIONES

Actualmente se requieren en la industria petrolera especialistas de diversas disciplinas, quienes durante la planeación de la instalación del equipo de terminación de un pozo multilateral deben tener en cuenta la disminución de las corridas al fondo del pozo, con el fin de reducir el tiempo de instalación asociado, lo cual se traduce en ahorros considerables de costo.

Se recomienda aplicar la tecnología de perforación y terminación multilateral en territorio nacional, ya que permite una alta recuperación de los hidrocarburos debido a que incrementa el área de drene hacia los pozos productores.

Una vez que se ha logrado la aplicación de la tecnología de terminación multilateral mediante las compañías líderes en el ramo; siendo factibles de aplicar los Niveles 1,2,3,4,5,6 y 6S por las condiciones geológicas, operativas y económicas. El personal operativo debe dar seguimiento, supervisión y evaluación a la planeación y resultados de la aplicación. Para que de este modo el personal operativo asimile la tecnología y realice modificaciones necesarias a los programas intercambiando información y aprendizaje con otros operadores de pozos multilaterales, y estén a la vanguardia en la tecnología.

Cuando se considere un sistema de terminación, éste debe contar con la clasificación multilateral y también ofrecer el aislamiento y control de flujo de los laterales, el reingreso a los laterales, y además el uso de tecnología innovadora en intervenciones futuras.

Una vez que la tecnología sea asimilada se deben enfocar los estudios en la búsqueda de nuevos sistemas integrales con sellos mecánicos e hidráulicos efectivos y seguros durante los abatimientos de presión, y con costos bajos.

Cuando esta tecnología este probada en el campo de acuerdo a la información disponible sería conveniente probarla en combinación con tecnologías tales como Tubería Flexible, Bajo Balance, Alcance Extendido, etc.

Finalmente con el conocimiento necesario a cerca de la tecnología de perforación y terminación multilateral junto con la experiencia de los operadores se espera lograr la aplicación de dicha tecnología en territorio nacional en gran porcentaje.

BIBLIOGRAFÍA

1. "Multilateral Well Utilization on the Increase". P. Vullinghes, y J.A. Dech. SPE 56954, Septiembre de 1999.

2. "Development, Testing, and Field Case Histories of Multilateral Well Completion Systems". J.R. Longbottom, Dana Dale, Kevin Waddell, Scott Bruha, y John Roberts. SPE 36994, Octubre de 1996.

3. "Comparison of Multilateral Completion Scenarios and Their Applacation". Cliff Hogg, Baker Oil Tools. SPE 38493, Septiembre de 1997.

4. "The Optimal Application of Multilateral/Multibranch Completions". Hironori Sugiyama, Tetsuro Tochikawa, J. M. Peden, y G. Nicoll. SPE 38033, Abril de 1997.

5. "A New Low Risk Technique of Forming a Nivel 6 (TAML) Multilateral Junction". William Clifford Hogg y Alan MacKenzie. SPE 50664, Octubre de 1998.

6. "Expanding the Options for Complex Multilateral Completions". Matthew Jabs, Baker Oil Tools. SPE 38627, 1997.

7. "Case History of the World's First Level 5 Multilateral Completed from a Semisubmersible Rig". A.M. Pasicznyk, W.C. Hogg, D.L. Williams, C.M.P. Cordeiro, G.P.G. Sotomayor, I. Alves, R.L.L. De Oliveira, y M. Blauth. SPE 56779, Octubre de 1999.

8. "Multilaterals: An Overview and Issues Involved in Adopting This Technology". S.K. Vij, S.L. Narasaiah, Anup Walia, y Gyan Singh. SPE 39509, Febrero de 1998.

9. "Three Methods of Achieving a True Hydraulic Seal/Control Across a Junction in a Multilateral Well". Bob Ross, SPE, Baker Oil Tools. SPE 36993, Octubre de 1996.

10. "The Economic Viability of Multilateral Wells". James P. Oberkircher, Sperry-Sun Drilling Services. IADC/SPE 59202, Febrero del 2000.

11. "Multilateral Completion Options Available Today and Tomorrow". Matthew Jabs, Baker Oil Tools, 1998.

12. "Application and Needs for Advanced Multilateral Technologies and Strategies". Philip C. Crouse. Natural Gas Conference, 1997.

13. "Multilateral Completion Technology". Bill Hay, Baker Oil Tools. 1994.

14. "Multilateral Drilling and Completions – Applications in Parctice". D. Theming, Dreseer Oil Tools. 1996.

15. "Recent Advances whit Completion Systems in Multilateral Wells". Ray Smith, Ben Smith, Sperry-Sun Drilling Services. 1997.

16. "Operators, Service Firmas Strive to Speed Evolution of Multilateral Technology". Jack Angel. The American Oil & Gas Reporter, Special Report: Horizontal & Directional Drilling, Agosto de 1996, Vol. 39, No. 8, págs. 50-56.

17. "Multilateral Technology Development Parallels that of Horizontal Wells". Hart's Petroleum Engineer International, suplemento, 1997.

18. "A Proposed Multilateral Well Classification Matrix". Eric Diggins. World Oil, Noviembre de 1997, págs. 107-111.

19. "Level 6 Multilateral Succeeds in Heavy Oil Field Trial". Cliff Hogg, Alan MacKenzie, Davis Crews, Baker oil Tools, Houston. Oil & Gas Journal, 18 de Enero de 1999.

20. "Classification Provides Framework for Ranking Multilateral Complexity And Well Type", Eric Diggins, Shell UK Exploration & Production, Aberdeen, Scotland. Oil & Gas Journal, 29 de Diciembre de 1997.

21. "Multilateral Technology Gains Broader Acceptance". Mike R. Chambers, Mobil EεP Technical Center, Dallas. Oil & Gas Journal, 23 de Noviembre de 1998, págs. 47-52.

22. "Junction Design Based on Operational Requirements". Mike R. Chambers, Mobil EεP Technical Center, Dallas. Oil & Gas Journal, 7 de Diciembre de 1998, págs. 73-84.

23. "Multilateral Drilling and Completion". J. J. Azzar, apuntes, profesor de la Universidad de Tulsa, Oklahoma.

24. "Usan Avanzada Tecnología de Ramal Lateral". Petróleo Internacional, Abril de 1999, págs. 22-30.

25. "Planning and Evaluation are Crucial to Multilateral Wells". Dan Themig, Dreseer Oil Tools, Dallas. Petroleum Engineer International, Enero de 1996, págs. 53-57

26. "Multilateral Technology Opens New horizons on and Offshore for Mobil". Mike Chambers. The American Oil & Gas Reporter, Special Reporter: Stimulation & Completion Technology, Diciembre de 1998, págs. 81-88.

27. "Multilateral Classification with Example Applications". Alan MacKenzie y Cliff Hogg, Baker Oil Tools. World Oil, Enero de 1999, págs. 55-61.

28. "Designing and Operating Multilateral Completions that Enable Re-entry and Selective Intervetion into One Bore". Doug Hammer. Oil Gas Europan, Marzo de 1998, págs. 19-26.

29. "Completing the World's First Level 5 Multilateral from a Floater". Cliff Hogg, Baker Oil Tools. Offshore, Noviembre de 1998, Vol. 58, No. 11, págs. 142-446.

30. "Apuntes de Terminación de Pozos". Francisco Garaicochea P. y Miguel Angel Benitez H. Universidad Nacional Autónoma de México.