



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA INTRODUCTORIA PARA OPERACIONES
MULTILATERALES**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

**CANTERA RUBIO MIRELL
CONTRERAS AVILA ENRIQUE DANIEL**



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. VELAZCO ESQUIVEL AGUSTIN**

CIUDAD UNIVERSITARIA

2014

A mis padres:

Salvador Cantera y Rafaela Rubio.

Que siempre han estado allí y me han ayudado en todo momento de mi vida, en lo bueno y lo malo. Sería interminable escribir cuán agradecida estoy por ser su hija, sé que no soy perfecta, que no siempre hago lo que se supone, cuando se supone y no tengo el mejor tono.

Les agradezco por amarme aún en los momentos más difíciles. Aunque no lo demuestre ustedes significan mucho para mí y espero que algún día se sientan orgullosos, porque eso sería la mayor satisfacción y el logro más grande de mi vida.

A mis hermanas:

Leslie y Aline

Leslie por ser una segunda madre: crees en mí, en mi valor, en mis sueños, en mis metas, escuchas con atención mis problemas y ayudas a sanar muchas veces mis heridas. Aline: por ser mi cómplice y amiga, puede ser que como hermanas tengamos diferencias, pero como amiga eres lo mejor que me ha ocurrido en la vida.

A mi sobrina: Itzel Guadalupe Salgado Cantera por ser una alegría más en la familia, mi pequeño angelito gracias por existir.

A mi hermano:

Fernando Nahú Cantera Rubio

Siempre fuiste y serás mi mayor ejemplo, te admiro por tu forma de ser y pensar. Pocas veces me he detenido a agradecerte lo mucho que has hecho por mí y decirte lo importante que eres en mi vida. En pocas palabras aprendí a volar gracias a tu constante impulso de aventarme al vacío siempre vigilante de mis pasos y mis aleteos para dejarme caer lo suficiente para aprender pero sin dejarme caer tanto que me perdiera en el fondo.

Mil gracias hermanito por el apoyo moral y económico que me has dado. Sé que aunque te encuentras lejos puedo contar con tu apoyo en cada momento. Solo me resta decir una vez más... mil gracias hermanito.

A mi compañero de tesis y novio:

Enrique Daniel Contreras Avila

Por haber emprendido este proyecto a mi lado, el que concluimos con éxito llegando a la meta. Mil gracias por ser mi amigo y compañero, por señalar mis errores y permitirme aprender de ellos, pero sobre todo por apoyarme siempre que lo necesite.

Gracias por haber compartido conmigo muchas victorias y no menos derrotas. Solo me resta decir... Te amo.

A mis amigos:

Jenny, Guadalupe, Manuel, José Guadalupe, Roberto, Maricela, Jazmín, Leticia, Javier, Dulce, Rodrigo, Marcial, Gilberto, Enrique, Arturo, Daniel, Araceli, Berenice, Isaac: por hacer de mi paso por la Facultad la mejor de las experiencias; por compartir conmigo estos años de estudio, fiesta, juego, exámenes... Estoy segura de que esto es solo el principio.

A la UNAM, mi universidad, y en especial a la Facultad de Ingeniería, por abrirme sus puertas como estudiante y como persona.

Al Ing. Agustín Velasco Esquivel sin cuyo apoyo este proyecto no hubiera sido posible.

ENRIQUE DANIEL CONTRERAS AVILA

Quiero agradecer a todos aquellos que me han apoyado, a esas personas que siempre estuvieron a mi lado auxiliándome, creyendo en mí, que siempre los tuve cerca en los momentos felices y tristes de mi vida les agradezco infinitamente su apoyo en cada momento y en especial en esta etapa de mi vida, que fue realizar mi tesis.

A mi Mamá: *Socorro Avila Alvarado.*

Para ti mamá, no tengo las palabras suficientes para poder agradecerte todo lo que has hecho por mí, siempre me apoyaste, sin importarte que la gente dijera que no iba a poder salir adelante, cada día luchaste conmigo y demostraste que estaban equivocados. Siempre fuiste mi modelo a seguir, te admiro y te respeto.

Gracias a ti estoy por concluir una carrera universitaria la cual no habría podido lograr sin tus desvelos, sin tus ánimos, sin tu apoyo incondicional, sin tu coraje, sin tu amor, sin tu comprensión, sin tu paciencia, sin tu sabiduría, sin tus consejos. Te agradezco con todo mi corazón, el apoyo que me has dado y espero que siempre estés conmigo, así como en este día que es uno de los más importantes para mí. Gracias. Te quiero mucho.

Lo logramos Mamá.

A mi Papá: *Norberto Contreras Guzmán.*

A ti Papá, te agradezco el apoyo y la paciencia que siempre me tuviste, cada día te esforzaste por sacarme adelante, trabajaste día y noche, con frío, hambre y sueño solo para poder ayudarme a ser una mejor persona, sacrificaste muchas cosas solo para poderme dar una vida feliz y mucho mejor.

Me diste la oportunidad de realizar una carrera universitaria, me apoyaste en cada momento de esta etapa, me enseñaste que la vida no es fácil y que si quiero ser alguien en la vida hay que esforzarse y luchar por ello. Siempre eh deseado tener tu tenacidad, tu fuerza, tu valor para poder afrontar a la vida y poder salir victorioso como tú lo has hecho, espero algún día ser como tú, un gran hombre y poder enorgullecerte. Te quiero mucho.

Muchas gracias Papá.

ENRIQUE DANIEL CONTRERAS AVILA

A mi Hermana: *Agnelly Guadalupe Contreras Avila.*

Te agradezco el haberme apoyado incondicionalmente, fuiste además de mi hermana, mi confidente, mi compañera de aventuras y travesuras, mi apoyo en esos momentos en los que siempre te necesite y siempre me ayudaste, eres muy importante y especial para mí ya que sin ti, no habría podido llegar hasta donde me encuentro ahora.

Te doy las gracias por siempre estar a mi lado, en las buenas y en las malas, sabes que te quiero con todo mi corazón y aunque no siempre estemos de acuerdo, sabes que podrás contar conmigo en todo momento, sin importar nada, ya que eternamente serás mi hermanita pequeña.

Te quiero mucho Lupe.

A mi Novia y Compañera de tesis: *Mirell Cantera Rubio.*

A ti, que fuiste y sigues siendo la protagonista de una de las mejores etapas de mi vida, que compartiste conmigo muchos y emocionantes momentos, locuras y sensaciones que nunca había podido experimentar con alguien, te agradezco, eres lo más importante y valioso en mi vida, cada instante contigo es mágico, divertido, romántico, simplemente perfecto.

Cada instante a tu lado me enamoras más y más, te amo con todo mi corazón. Siempre serás la persona más especial para mí y no te cambiaría por nada de este o de ningún otro mundo.

Deseo permanecer a tu lado y así poder enfrentar los retos que nos pongan en la vida y salir victoriosos juntos, espero poder permanecer a tu lado por siempre y nunca perder a la maravillosa persona que eres tú.

Gracias, no solo por ser mi novia, sino también mi compañera de tesis y mi amiga. Te amo.

ENRIQUE DANIEL CONTRERAS AVILA

A mis Amigos: *Alejandro Álvarez Aguilar, Juan García Ortiz, Gerardo Estrada Martínez, Briselda Pacheco Cruz, Luis Escobar Eslava, Daniel Hernández, Diana Jazmín, Carlos Magallanes, Eduardo Aguilera, Evaristo Valencia, Lewis Maldonado, Adriana González, Raúl Paredes, Erwind Arreola, Humberto Payares, Miguel Cerero, Felipe Pozadas, Alejandro Balderas, Lizzete Yaret Valderrama.*

Gracias a todos y cada uno de ustedes por los momentos vividos en la facultad, les agradezco infinitamente cada instante que pude pasar a su lado compartiendo estudios, risas, tristezas y locuras inolvidables.

Cada momento a su lado fue muy importante y permanecerá a mi lado por siempre, les estoy eternamente agradecido, honrado y complacido por dejarme pertenecer, aunque sea un poquito, en sus vidas y espero poder seguir estando con todos más allá de esta institución que nos formó, deseo poder estar a su lado laborando hombro con hombro, a ustedes no puedo llamarlos mis amigos, ya que a todos los considero mis hermanos y hermanas, por ser una parte muy importante de mi vida.

Muchas gracias a cada uno de ustedes.

ÍNDICE

I. OBJETIVO	i
II. INTRODUCCION	ii
1. HECHOS BÁSICOS SOBRE POZOS MULTILATERALES	
1.1. <i>¿Qué es un pozo multilateral?</i>	2
1.2. <i>Datos históricos sobre los pozos multilaterales</i>	2
1.3. <i>¿Por qué son necesarios los sistemas multilaterales?</i>	4
1.3.1. <i>Cuestiones importantes en el desarrollo del yacimiento</i>	5
1.3.2. <i>Inconvenientes técnicos</i>	7
1.3.3. <i>Desventajas económicas</i>	7
1.4. <i>Sistemas de clasificación</i>	7
1.4.1. <i>Clasificación por complejidad</i>	9
1.4.2. <i>Clasificación por funcionalidad</i>	14
1.4.3. <i>Terminología y la geometría de los pozos multilaterales</i>	15
2. CONDICIONES Y DISEÑO PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA MULTILATERAL	
2.1. <i>Criterios de selección para un pozo Multilateral</i>	17
2.2. <i>Diseño de pozos multilaterales</i>	19
2.2.1. <i>Selección de arquitectura</i>	20
2.2.2. <i>Selección del sistema</i>	22
2.2.3. <i>Consideraciones de diseño de casing</i>	23
2.2.4. <i>Consideraciones de diseño de la sarta de perforación</i>	25
2.2.5. <i>Selección de la barrena</i>	30
2.2.6. <i>Motor de fondo</i>	32
2.2.7. <i>Doglegs</i>	32
2.2.8. <i>Tangentes</i>	33
2.2.9. <i>Inclinación del agujero</i>	34
2.2.10. <i>Orientadores de windows (ventanas)</i>	34
2.2.11. <i>Secuencia de perforación</i>	35
3. TECNOLOGÍAS MULTILATERALES	
3.1. <i>Descripción rápida de la tecnología disponible</i>	37
3.1.1. <i>De Schlumberger serie Rapid™</i>	37

3.1.2.	<i>Herramientas Baker Oil</i>	39
3.1.3.	<i>Sistema de Ventanas de Prebarrenadas Sperry Sun LatchMaster™</i>	41
3.1.4.	<i>Fresado de Casing Sistemas de salida. Sperry Sun ExitMaster™</i>	43
3.2.	<i>Descripción del sistema multilateral y Procedimientos de instalación</i>	45
3.2.1.	<i>Schlumberger Rapid™Series</i>	45
3.2.1.1.	<i>RapidAccess™</i>	45
3.2.1.2.	<i>RapidConnect™</i>	48
3.2.1.3.	<i>RapidTieback™</i>	52
3.2.1.4.	<i>RapidSeal™</i>	57
3.2.2.	<i>Herramientas Baker Oil</i>	62
3.2.2.1.	<i>WindowMaster™ & TorqueMaster™ System</i>	62
3.2.2.2.	<i>MLZXP Liner Colgante</i>	64
3.2.2.3.	<i>Sistema de suspensión HOOK™</i>	65
3.2.2.4.	<i>Sistema Nivel 4 ML</i>	66
3.2.2.5.	<i>Sistema ROOT™</i>	66
3.2.2.6.	<i>Conexión FORMation™</i>	68
3.2.2.7.	<i>Sistema Downhole Splitter™</i>	70
3.2.3.	<i>Ventanas Pre-fresadas, Systems Sperry Sun LatchMaster™</i>	72
3.2.3.1.	<i>Sistema Multilateral Nivel 3 SSDS LTBS</i>	72
3.2.3.2.	<i>Sistema Multilateral Nivel 4 SSDS RMLS</i>	72
3.2.3.3.	<i>Sistema Multilateral Nivel 5 ITBS</i>	73
3.2.3.4.	<i>Sistema Multilateral Nivel 6 PACE 6</i>	74
3.2.4.	<i>Salida del Sistema, Fresado del Casing Sperry Sun ExitMaster™</i>	75
3.2.4.1.	<i>4502-4503 Fresado a través del Sistemas de metal</i>	75
3.2.4.2.	<i>Sistema RDS</i>	75
3.2.4.3.	<i>4501 Sistemas de Perforación de Laterales Bajos</i>	76
3.2.5.	<i>Weatherford</i>	77
3.2.6.	<i>Otras Compañías</i>	78

4. ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO

4.1.	<i>Pre-fresado vs Sistemas de Fresado</i>	80
4.2.	<i>Comparación Operativa de los 3 Sistemas más Usados</i>	82
4.2.1.	<i>Tecnología de colgador Baker Hook</i>	82
4.2.1.1.	<i>Preparación de Diámetro principal</i>	82
4.2.1.2.	<i>Instalación Whipstock</i>	83
4.2.1.3.	<i>Fresado de la ventana</i>	83
4.2.1.4.	<i>Recuperación de Whipstock</i>	83
4.2.1.5.	<i>La creación de la unión</i>	84
4.2.1.6.	<i>¿Qué puede fallar?</i>	84
4.2.2.	<i>Schlumberger RapidTieback</i>	85
4.2.2.1.	<i>Preparación del orificio principal</i>	85
4.2.2.2.	<i>Instalación whipstock</i>	86
4.2.2.3.	<i>Creación de la conexión</i>	86

4.2.2.4.	<i>Recuperación de Whipstock</i>	87
4.2.2.5.	<i>¿Qué puede ir mal?</i>	87
4.2.3.	<i>Nivel 4 Sperry Sun AJ RMLS</i>	88
4.2.3.1.	<i>Preparación Orificio principal</i>	88
4.2.3.2.	<i>Instalación de whipstock</i>	89
4.2.3.3.	<i>Creación de las conexiones</i>	89
4.2.3.4.	<i>Viaje Limpiador</i>	89
4.2.3.5.	<i>Recuperación de Whipstock</i>	90
4.2.3.6.	<i>¿Qué Puede Salir Mal?</i>	90
4.2.4.	<i>Comparación de tiempo de los tres sistemas</i>	91

5. EJEMPLOS DE POZOS MULTILATERALES

5.1.	<i>Campo Pelican Lake región de Wabasca, Alberta Canadá</i>	95
5.2.	<i>Pozo multilateral 30/9-F-29 Y1/Y2 en el campo Oseberg SØR.</i>	96
5.3.	<i>Pozos multilaterales de alcance extendido: campo Ghawar en Arabia Saudita.--</i>	98
5.4.	<i>Primer pozo multilateral en México.</i>	100
<i>CONCLUSIÓN</i>		104
<i>APENDICE</i>		106
<i>BIBLIOGRAFIA</i>		108

I. OBJETIVO

La principal motivación para realizar esta tesis es dar una visión general del diseño y la perforación de pozos multilaterales, está enfocada principalmente para un ingeniero recién titulado que requiera conocer las bases de las operaciones multilaterales. Esta investigación tiene la intención de dar información concisa del proceso y los sistemas disponibles. Se enfoca en las principales herramientas de la industria.

II. INTRODUCCIÓN

En aras de optimizar la producción, reducir los costos y maximizar la recuperación de las reservas, las compañías operadoras de la industria petrolera están asignando cada vez más importancia a las terminaciones de pozos multilaterales; ramificaciones o pozos de drenaje, perforados desde un pozo primario. Más del 10% de los 68,000 nuevos pozos que se perforan cada año son candidatos para este tipo de terminación. La tecnología de pozos multilaterales también se utiliza en operaciones de re-entrada en pozos existentes.

Las configuraciones de los pozos multilaterales varían desde un solo pozo de drenaje hasta ramificaciones múltiples en arreglos de tipo abanicos horizontales, apilados verticalmente, o dos tramos laterales opuestos. La terminación de los tramos laterales se realiza a agujero descubierto o con tuberías de revestimiento “desprendidas”—tuberías de revestimiento que no están conectadas al pozo principal—cementadas o sin cementar. Otros diseños de terminación utilizan arreglos mecánicos para lograr una adecuada conexión, integridad hidráulica y acceso selectivo en las conexiones entre las tuberías de revestimiento de los tramos laterales y la tubería de revestimiento primaria del pozo principal.

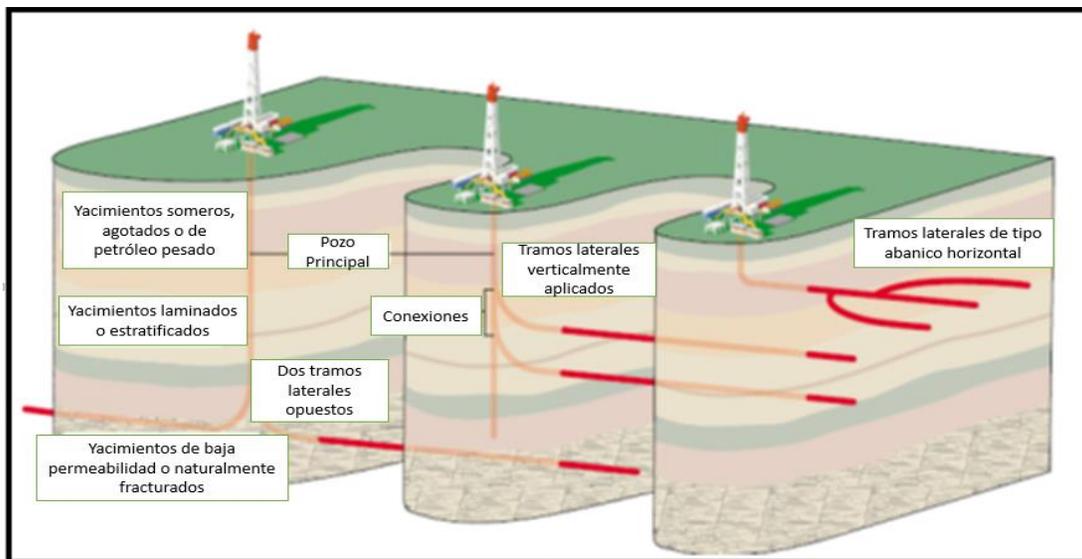


Fig. i.i. Configuraciones básicas de pozos multilaterales. Los tramos laterales horizontales, que conforman arreglos de tipo horquilla, abanico o espina dorsal, tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión o yacimientos de petróleo pesado, y campos con agotamiento parcial.

Los tramos laterales múltiples permiten aumentar la productividad porque contactan un área más extensa del yacimiento que un solo pozo. En ciertos campos, la tecnología de perforación de pozos multilaterales ofrece ventajas con respecto a otras técnicas de terminación, tales como los pozos verticales y horizontales convencionales, o los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Los operadores utilizan pozos multilaterales para alcanzar diversas formaciones o más de un yacimiento, que representan el objetivo, y para explotar reservas pasadas por alto con un solo pozo. La tecnología de pozos multilaterales a menudo constituye el único medio económico para explotar compartimentos geológicos aislados, campos satélites remotos y yacimientos pequeños que contienen volúmenes de reservas limitados.

Exigen una inversión inicial adicional en equipos pero permiten bajar potencialmente las inversiones de capital totales y los costos de desarrollo, así como los gastos operativos debido a la menor cantidad de pozos necesarios. Esta tecnología reduce las necesidades en términos de cabezales de pozo, tubos elevados de las plataformas y terminaciones submarinas, lo cual permite reducir los costos y optimizar la utilización de las bocas de cabezales de pozo (*slots*) en las plataformas marinas o el empleo de plantillas submarinas. Los pozos multilaterales también permiten minimizar la extensión, o las huellas, de las localizaciones de superficie y mitigar el impacto ambiental en tierra. Una menor cantidad de pozos reduce la exposición reiterada a los riesgos de perforaciones someras.

Capítulo I

HECHOS BÁSICOS SOBRE POZOS MULTILATERALES



1. HECHOS BÁSICOS SOBRE POZOS MULTILATERALES

1.1. ¿QUÉ ES UN POZO MULTILATERAL?

La definición general de un pozo multilateral es simplemente una perforación madre con múltiples perforaciones laterales perforadas de ella. Estos pozos no son nuevos, pero la aplicación exitosa ha aumentado dramáticamente en la última década y ahora representa una estrategia de construcción alternativa de pozos verticales, inclinados, horizontales y trayectorias de alcance extendido en los pozos.

Los pozos de drenaje múltiples que emergen de un pozo principal ayudan a maximizar el contacto con el yacimiento. Además de proporcionar un área de drenaje más extensa que la provista por un pozo individual, estas terminaciones de pozos multilaterales pueden reducir el riesgo global de perforación y el costo total. Para satisfacer los objetivos específicos de desarrollo de campos de petróleo y de gas en las condiciones actuales, los operadores requieren conexiones (juntas, uniones, junturas) confiables entre la tubería de revestimiento primaria del pozo principal y las tuberías de revestimiento de las ramificaciones laterales.

Los sistemas Multilaterales se pueden utilizar en pozos nuevos, así como en los pozos existentes en yacimientos de petróleo y gas. Una gama de configuraciones geométricas está disponible para proporcionar el óptimo beneficio económico en escenarios de depósito específicos. La complejidad de la tecnología es también variable, dependiendo de las necesidades así que van desde simples combinaciones de desvíos a base descubierta a complejos y sofisticados laterales múltiples con sistemas de reentrada selectiva, cada uno con aislamiento individual de presión, control de flujo y capacidad de intervención.

Las nuevas tecnologías como multilaterales ofrecen considerables ventajas en ciertas aplicaciones pero introducen una mayor complejidad en cuanto: a la explotación de yacimientos, la perforación y terminación de los pozos.

1.2. DATOS HISTÓRICOS SOBRE POZOS MULTILATERALES

La aplicación de la perforación de múltiples orificios o laterales de un solo pozo no es un nuevo concepto. La evidencia indica que los esfuerzos comenzaron ya en la década de 1920. En 1928 una patente fue presentada, una herramienta diseñada para cortar varios agujeros con el uso de un dispositivo de tipo cuña de desviación.

Las formas tempranas de la perforación de pozos ramificados evolucionaron de una rudimentaria herramienta desviadora de pozo abierto, técnica que se utiliza para evitar los obstáculos encontrados en el pozo principal como un pescado en el agujero dejado o perdido en el fondo del pozo. Pero en los años siguientes, se hizo evidente que la perforación de varias ramas en un depósito de un pozo principal

puede resultar en beneficios adicionales en términos de mejorar el drenado, la productividad y la economía también.

En 1953, en Rusia, el primer pozo verdaderamente multilateral se perforó con turbodrills en el Campo Bashkiria de Bashkortostán. Este pozo al final tuvo nueve ramas laterales del principal pozo de sondeo, en el cual aumento la penetración de la zona productiva en 5,5 veces y la producción en 17 veces, sin embargo, el costo fue sólo 1,5 veces mayor que la de un pozo convencional.

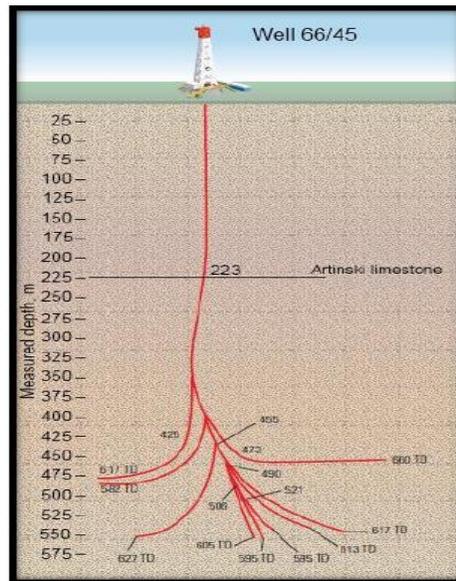


Fig. 0.0 Primer pozo multilateral en Bashkiria, Rusia

Bajo el amparo del Ministerio de Industria petrolera soviética, otros 110 pozos fueron perforados en yacimientos petroleros rusos en los siguientes 27 años. No fue hasta que ARCO otro operador intentó tal hazaña de realizar perforaciones múltiples, perforó su doble-lateral el K-142 en el campo de Nuevo México en 1980.

Estas perforaciones simplemente son demasiado difíciles y demasiado arriesgadas, también requieren inversión sustancial en tiempo y tecnología.

Entre 1987 y mediados de 1995, 315 pozos multilaterales se perforaron en los EE.UU. La mayoría de estos pozos estaban en la región de Austin Chalk, sin embargo también multilaterales han sido perforados en Wyoming, California, Nuevo México y Michigan.

- Elf Aquitaine completó uno de los primeros pozos multilaterales de Europa en 1984 en la cuenca de París, Francia. Este fue un pozo multi-lateral de tres orificios.
- En 1995, Mar del Norte del Reino Unido el primer tri-lateral fue completado por Phillips Petroleum.
- En 1996, la primera implementación exitosa de un sistema de nivel 5 se realizó en Norsk campo Oseberg de Hydro en el Mar del Norte.
- En 1998, el 5% de los pozos multilaterales fueron de nivel 5.

- En 1999, Shell realizó el primer multilateral de nivel 6 en California como una prueba de campo.
- En 2000, Petrozuata perfora más de cien pozos multilaterales en la Faja del Orinoco, Venezuela. Los pozos van desde el nivel 1 al nivel 4 de complejidad con varias geometrías.

Año	Operador	Campo	Tipo	Avance histórico
1988		Louisiana, USA	Onshore	10 laterales desde un pozo horizontal
1992	Maersk	Kraka, Denmark	Offshore	Primero en Mar del Norte
1994	Mobil	Galahad, UK	Offshore	Primero en Reino Unido
1995	Phillips	Alison, UK	Offshore	Primer tri/cuadri lateral
1996	Petronas	Bokor, Malaysia	Offshore	Primer trilateral en Asia
1996	Norsk Hydro	Oseberg, Norway	Offshore	Instalación del primer completamiento de nivel 5
1997	PDO	Shuaiba, Oman	Onshore	Record de pozos dual/tri laterales
2000	Petrozuata	Venezuela	Onshore	Laterales y branches largos
2002	CNPC	Sur del mar de China	Offshore	Primer nivel 6 en China

Fig. 1 Avance histórico de la tecnología multilateral

Siguiendo una tendencia similar a la aceptación de los pozos horizontales, los operadores comenzaron a preguntarse “¿por qué no perforar un pozo multilateral?” Hoy, en lugar de preguntar si es aplicable un pozo multilateral, la pregunta que a menudo se formula es “¿qué tipo de configuración de pozo y sistema multilateral resulta más adecuado para satisfacer las necesidades de desarrollo y producción de un campo petrolero?” Los pozos multilaterales no constituyen simplemente una tecnología aceptada sino una herramienta esencial para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos en todo el mundo.

A medida que aumenta la confiabilidad en la tecnología de pozos multilaterales, se desarrollan yacimientos más pequeños con pozos multilaterales, tales como los campos satélites actualmente considerados para su desarrollo en el Mar del Norte y los campos de frontera situados en el Golfo de México, el Sudeste Asiático, África Occidental y Medio Oriente.

1.3. ¿POR QUÉ SON NECESARIOS LOS SISTEMAS MULTILATERALES?

Los pozos multilaterales resultan especialmente adecuados para conectar rasgos verticales y horizontales del subsuelo, tales como fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados. Los pozos de drenaje múltiples, de alto ángulo u horizontales, intersectan más fracturas naturales y a menudo permiten incrementar la producción más que si se utilizara un solo pozo horizontal o la estimulación por fracturamiento hidráulico. La perforación de pozos multilaterales

debería contemplarse en entornos en los que resultan adecuados los pozos direccionales u horizontales. Los pozos direccionales, horizontales y multilaterales optimizan el contacto del pozo con el yacimiento y permiten generar regímenes de producción más altos y con menos caídas de presión que los pozos verticales u horizontales.

Hay dos razones principales para la perforación de pozos multilaterales: La construcción de pozos y el desarrollo en los yacimientos.

Reducir el número de pozos

- Reducir el número de ranuras en la plataforma costa afuera
- Reducir el número de pads
- Reducir las instalaciones en superficie

Utilizar pozos existentes en lugar de la perforación de nuevos

Reducir el costo

- Reducir equipos a boca de pozo y terminación
- Reducir el número de sartas de revestimiento intermedias
- Los costos en las secciones intermedias de perforación desaparecen

1.3.1. Cuestiones Importantes en el Desarrollo del Yacimiento

Los pozos multilaterales reemplazan a uno o más pozos individuales. Por ejemplo, un pozo con dos tramos laterales opuestos reemplaza a dos pozos horizontales convencionales, cada uno perforado desde la superficie con columnas de revestimiento y cabezales de pozo independientes. En áreas con riesgos de perforación someros, yacimientos profundos o campos petroleros situados en zonas de aguas profundas, un solo pozo principal elimina el riesgo y el alto costo de perforar hasta la profundidad final (TD, por sus siglas en inglés) dos veces. En tierra firme, esto reduce la cantidad de cabezales de pozos y las dimensiones de las localizaciones de superficie. En áreas marinas, los pozos multilaterales permiten conservar las bocas de cabezales de pozo de las plataformas de perforación o de las plantillas submarinas, y reducen los requerimientos de las instalaciones de superficie y el espacio en cubierta

Una de las ventajas fundamentales de los pozos multilaterales es el máximo contacto con el yacimiento, lo cual aumenta la productividad o la inyectividad y permite mejorar los factores de recuperación. Varios pozos de drenaje laterales intersectan y conectan rasgos de yacimientos heterogéneos, tales como fracturas naturales, filones de mayor permeabilidad, formaciones laminadas o yacimientos estratificados y bolsones aislados de petróleo y de gas. La maximización del contacto con el yacimiento aumenta el área de drenaje del pozo y reduce la caída

de presión, lo cual mitiga la entrada de arena y la conificación de agua o gas en forma más efectiva de lo que lo hacen los pozos verticales y horizontales convencionales

En la superficie del yacimiento se puede aumentar la estrategia de producción o inyección, especialmente en aceite pesado o viscoso, agotado y/o hermético en yacimientos naturalmente fracturados.

Permite la explotación más eficiente de características geológicas complejas

- Acceder a múltiples yacimientos desde un único punto de toma vertical
- Acceso a embalses apilados con varios ramales horizontales
- Exploración y evaluación de objetivos múltiples
- Mejora el funcionamiento en la recuperación mejorada

El desarrollo económico de reservas de petróleo pesado se encuentra limitado por la baja movilidad del petróleo, la eficiencia de barrido de la inyección de vapor y los factores de recuperación. En los yacimientos de petróleo pesado u otros yacimientos de baja movilidad, los pozos de drenaje laterales ofrecen ventajas similares a los tratamientos de fracturamiento hidráulico en las zonas gasíferas de baja permeabilidad. El mayor contacto del pozo con el yacimiento estimula la producción de petróleo. Los tramos laterales horizontales también reducen las caídas de presión frente a la formación, atenúan la conificación de agua y mejoran la inyección de vapor en estos yacimientos.

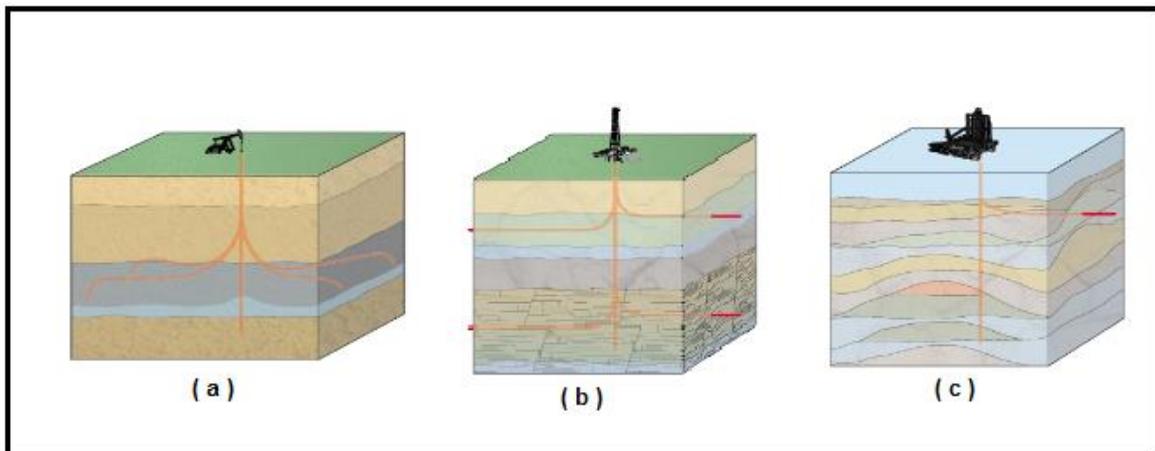


Fig. 1.1 (a) Yacimientos de petróleo pesado: mejora la inyección de vapor y los tramos laterales horizontales maximizan la producción. (b) Yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturado: los laterales aumentan la probabilidad de intersectar fracturas naturales. (c) Yacimientos satélites: constituyen una forma eficaz y económica de explotar campos remotos y yacimientos pequeños que contienen volúmenes de hidrocarburos limitados.

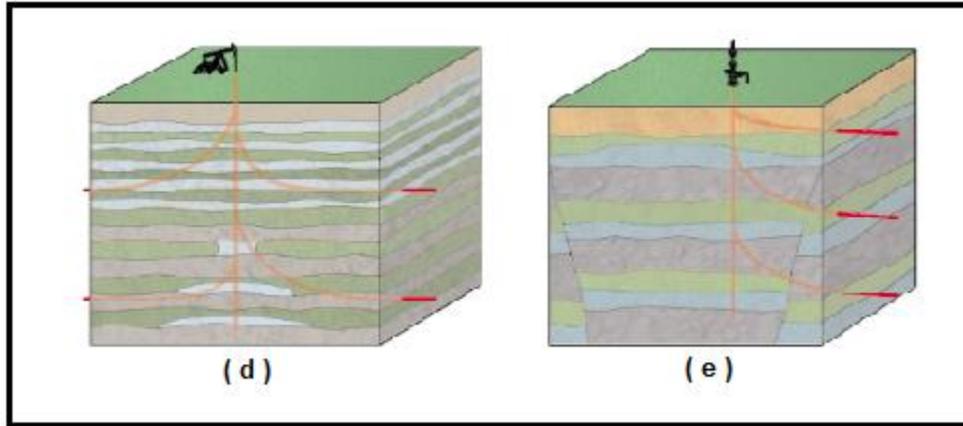


Fig. 1.2 (d) Formaciones laminadas o estratificadas: varios tramos laterales apilados verticalmente contactan un área más extensa del yacimiento que un solo pozo vertical y pueden explotar múltiples formaciones productivas. (e) Compartimentos geológicos aislados. Suelen ser más eficaces que los pozos individuales y compartimentos geológicos.

Toda tecnología nueva implica elementos de riesgo y complejidad técnica, de modo que se deben abordar tanto las ventajas como las desventajas. La pérdida de un pozo multilateral principal produce pérdidas de la producción proveniente de todas las ramificaciones. Las terminaciones de pozos multilaterales son más complejas desde el punto de vista mecánico que las de los pozos convencionales y dependen de herramientas y sistemas de fondo de pozo nuevos. El control del pozo durante la perforación o la terminación de tramos multilaterales pueden presentar dificultades. Además, hay mayores riesgos relacionados con el acceso al pozo en el largo plazo para efectuar tareas correctivas u operaciones de manejo de yacimientos.

Estas razones también presentan desventajas técnicas y económicas. Los pozos multilaterales no siempre son la mejor opción para cada proyecto

1.3.2. Desventajas Técnicas:

- Necesita la intervención de equipos especiales para volver a acceder a los laterales
- El monitoreo y administración de los depósitos es más complicado
- Aumento de riesgo en la perforación con la incorporación de laterales
- Limpieza de escombros en el lateral y en el pozo principal de manera individual después del fresado y perforado

1.3.3. Desventajas Económicas:

En términos económicos, los pozos multilaterales no representan dos o más pozos por el precio de uno. En ciertos casos, las terminaciones de pozos multilaterales permiten duplicar la producción del pozo pero, en base a los promedios de la industria, son más factibles los aumentos del 30 al 60% en la producción.

- El riesgo que se corre es el de la pérdida total o parcial del pozo principal o de algún lateral al momento de la perforación multilateral
- Costo adicional inicial de las operaciones multilaterales en comparación con un pozo estándar
- Las operaciones multilaterales dependen de la "nueva" tecnología relativamente.

Por último, la terminación de pozos con tecnología multilateral puede ser más accesible desde un punto de vista técnico en la actualidad. Sin embargo, cuando se mira en la viabilidad económica del proyecto, los riesgos y los costos asociados con esta nueva tecnología son aún difíciles de cuantificar, por ejemplo los costos asociados con la aplicación (gastos de capital) y mantenimiento (OPEX) de todo el sistema pueden ser considerablemente más elevados que las estrategias de terminación convencionales.

Se debe hacer un estudio cuidadoso y detallado se antes de tomar la decisión final en cuanto a si se debe perforar un pozo multilateral, o no.

1.4. SISTEMAS DE CLASIFICACIÓN.

Hasta 1997, existía confusión con respecto a la tecnología multilateral. Había pocos términos para describir la tecnología, y clasificar los pozos multilaterales debido a la dificultad y el riesgo que esto implicaba. En consecuencia, bajo la dirección de Eric Diggins de Shell Exploración y Producción en Reino Unido, un foro llamado "Los avances tecnológicos - Laterales Múltiples (TAML por sus siglas en inglés **T**echnology **A**dvancement –**M**ulti-**L**aterals)" se celebró en Aberdeen, Escocia, en la primavera de 1997. Su objetivo era proporcionar una dirección más unificada para el desarrollo de la tecnología multilateral.

Expertos en tecnología multilateral de muchas de las compañías petroleras más importantes del mundo compartieron sus experiencias y acordaron un sistema de clasificación que ubica los pozos multilaterales por su complejidad y funcionalidad.

Los miembros TAML son: Schlumberger, Baker Hughes, BP-Amoco, Chevron, Mobil, Norsk Hydro, Phillips, Saga, Shell, Smith, Sperry Sun, Statoil, Texaco, TVS, Total, Weatherford, Well Service Technology.



Fig. 1.3 Miembros TAML

El objetivo era establecer un foro para que los participantes compartan sus experiencias en Multi-Laterales en todo el mundo, con el fin de proporcionar una dirección más unificada para el desarrollo de la tecnología Multi-lateral.

La clasificación se divide en dos niveles:

- Clasificación por complejidad
- Clasificación funcional (rara vez se hace referencia)
 - Descripción del pozo
 - Descripción de la conexión

Nota: La clasificación por complejidad es la calificación habitual hace referencia cuando se habla de sistemas multilaterales

1.4.1. Clasificación por Complejidad

Una indicación del nivel de complejidad multilateral de unión se define por un número que indica el grado de complejidad. Se extienden desde el nivel 1 hasta el nivel 6:

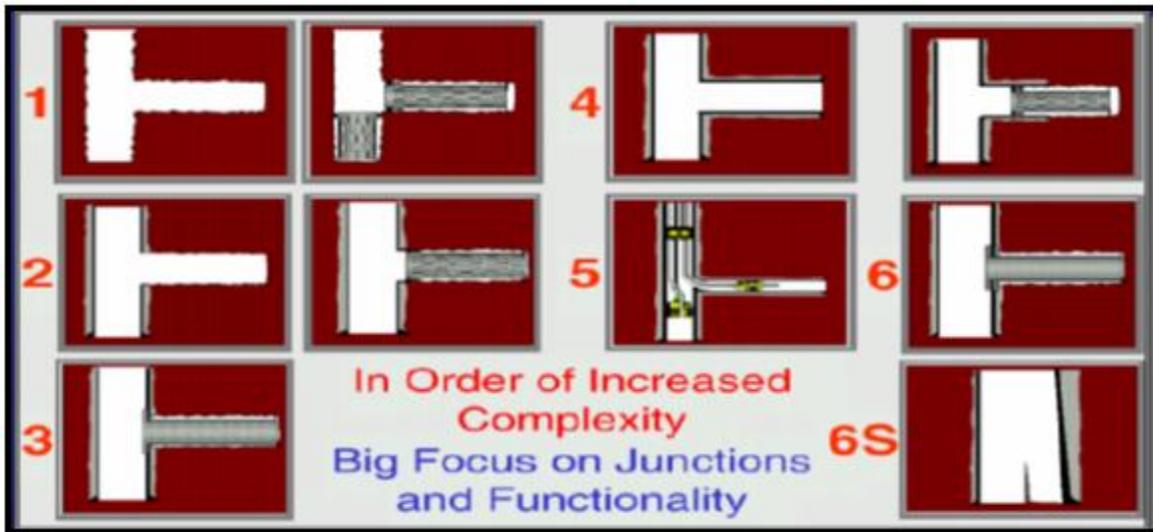


Fig. 1.4 Clasificación por complejidad.

Los detalles se dan a continuación junto con las ilustraciones:

a) El nivel 1

Es un pozo multilateral con un agujero abierto desviado que sale del pozo principal que está sin entubar con otro pozo sin entubar. Esta es una terminación típica de la Austin Chalk, para el Weyburn en Canadá y en muchos de los pozos en el Medio Oriente hoy en día y tiene el pozo multilateral más frecuente perforado hoy.

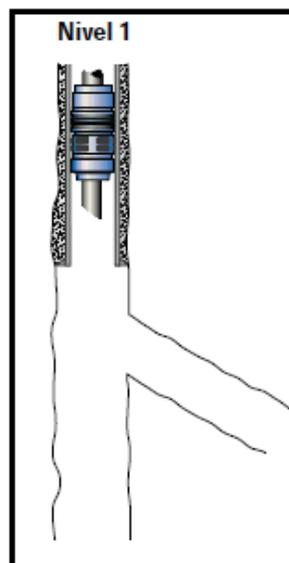


Fig. 1.5 Nivel 1: Pozo de re-entrada sin entubar o conexión sin soporte

b) El nivel 2

Es un pozo multilateral abierto, entubado en el pozo principal y sin entubar en el pozo lateral., tenemos un pozo principal entubado y cementado. Tenemos una salida perforada que es el pozo lateral, puede incluir un revestimiento de devolución, pero el propio revestimiento de devolución no está unido o conectado a la casing principal. Existe un hueco de entre cinco y 50 pies en la mayoría de los casos.

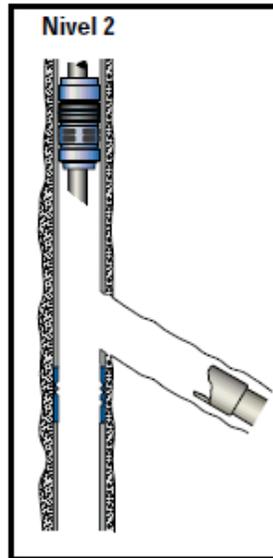


Fig. 1.6 Nivel 2: Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral terminado a agujero descubierta o con tubería de revestimiento desprendida.

c) El nivel 3

Es un pozo multilateral y, además es una salida de un pozo entubado, pero en este caso lo que tenemos es el revestimiento lateral que está mecánicamente conectado al pozo principal. Se trata de un liner colgador y una conexión tipo mecánica. Se puede utilizar el espesor de pared del casing como orificio principal y el perfil del liner colgador, como se muestra. También podría incluir el revestimiento hacia el pozo principal y el colgador de revestimiento convencional. El punto clave en este es que tenemos una unión mecánica no cementada del revestimiento lateral a la tubería principal.

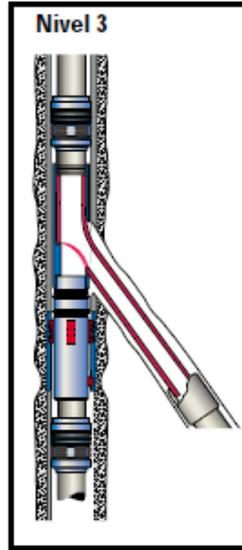


Fig. 1.7 Nivel 3: Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y sin cementar, con tubería de revestimiento conectada mecánicamente al pozo principal.

d) El nivel 4

Es muy similar al nivel 3; sin embargo, en este caso tanto el pozo principal y el lateral están adheridos a la unión. Los métodos más comunes utilizados para proporcionar esta configuración requiere hacer un pozo desviado, que se ejecuta en el revestimiento lateral del casing principal, cementando el liner y, a continuación se extraer el liner del casing auxiliar con otras técnicas de fresado. Nota no hay integridad de presión en el cruce.

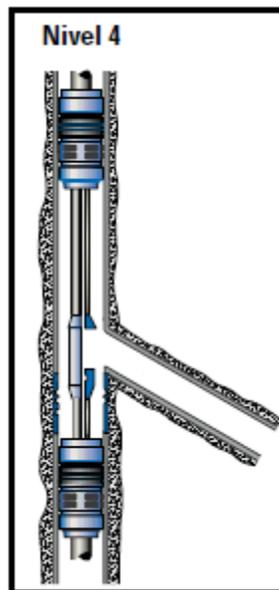


Fig. 1.8 Nivel 4: Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y cementado, con tubería de revestimiento del tramo lateral conectada mecánicamente al pozo principal.

e) El nivel 5

Es el primer acceso multilateral que proporciona una presión de integridad en la unión. En los niveles del 1 al 4, no existe ninguna integridad en la presión de la unión. El nivel 5 utiliza equipo de terminación, en un solo empacador debajo de la unión en cada soporte, un empacador dual arriba y un tubo entre ellos para proporcionar la presión de aislamiento a través de la unión. En este nivel 5 el equipo de terminación puede ser utilizado en el nivel 4, nivel 3 o incluso un nivel 2 (en determinadas condiciones).

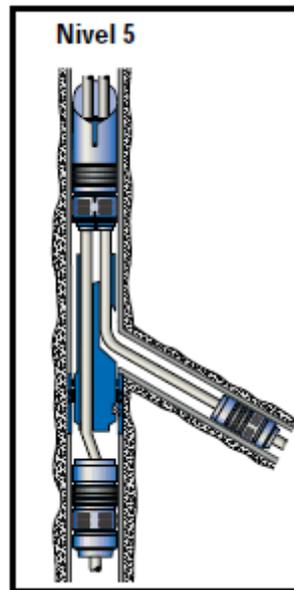


Fig. 1.9 Nivel 5: Integridad de la presión en la unión y finaliza con la terminación. El cemento no es aceptable. Están provistos por los componentes de terminación adicionales ubicados dentro del pozo principal (empacadores, sellos y tubulares).

f) El nivel 6

Es el más reciente desarrollo multilateral en la tecnología actual, y que proporciona generalidad en la presión integral de la unión propiamente dicha, sin el uso de equipo de terminación. Se muestra equipo de terminación de aquí sólo para dar una idea de cómo el pozo, probablemente se termine en muchos casos, pero la pared de la unión propiamente dicho es un sello de presión. Cualquier uso adicional del equipo de terminación aumentará la presión en la unión y permitirá el acceso selectivo a cualquier lateral.



Fig. 1.10 Nivel 6: Pozo principal entubado y cementado y tramo lateral entubado, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por la tubería de revestimiento primaria.

Además de seleccionar las configuraciones de pozos multilaterales necesarias para abordar aplicaciones específicas en yacimientos, los ingenieros deben determinar el grado de integridad mecánica e hidráulica que se requiere en las conexiones laterales para optimizar la producción y maximizar la recuperación

1.4.2. Clasificación funcional.

Estas clasificaciones se utilizan rara vez.

a) Descripciones de pozos

- Pozo nuevo o existente (N o E)
- El número de uniones (1,2, ...)
- Tipo de pozo (PA = **Productor**, PN = **Sin producir**, IN = **Inyector**, MP = **Multifunción**)
- Terminación del tipo de empacador superior (S = **Simple**, D = **Dual**, C = **Concéntrico**)

b) Descripciones de conexiones

- El número de conectividades (igual que la clasificación por complejidad)
- Accesibilidad (NR = **No existe reingreso**, PR = **Reingreso total**, TR = **A través de la tubería de reingreso**)
- Control de flujo (NON = **Ninguno**, SEL = **Selectivo**, SEP = **Separado**, REM = **Monitoreo Remoto**, RMC = **Control y monitoreo remoto**)

1.4.3. Terminología y la Geometría de los Pozos Multilaterales

Más allá de la clasificación mencionada, hay por lo general una convención de nomenclatura utilizada para describir la geometría de los pozos.

Al pozo principal se le conoce a menudo como motherbore, mainbore o parentbore (orificio madre, orificio principal u orificio padre). Todas las ramas de fuera de la Motherbore se llaman Laterales y pueden ser nombradas Lateral A, Lateral B y así sucesivamente, la numeración de abajo hacia arriba o de arriba hacia abajo.

La conexión entre el Motherbore y los laterales se llama union.

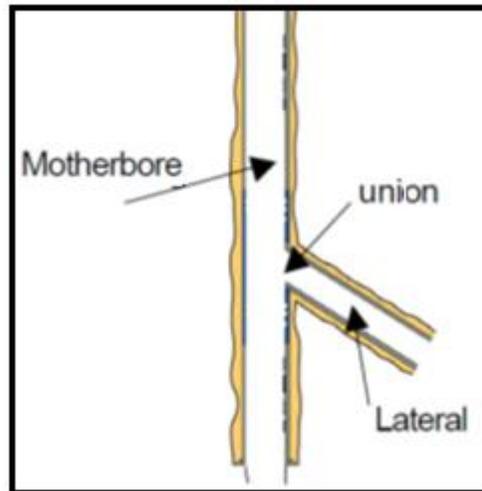


Fig. 1.11 Unión multilateral y definición de mainbore.

Hay muchos otros términos generalmente aceptados para describir la geometría en los pozos Multilaterales. El principal factor de categorización es si los laterales están en el mismo plano horizontal, es decir, la misma profundidad vertical verdadera (TVD), o en el mismo plano vertical, es decir, siguiendo las mismas instrucciones a distintas profundidades. A partir de estas dos categorías principales, un casi infinito número de combinaciones se derivan, algunos de los cuales se describen a continuación y se muestran en las figuras siguientes.

Apilados dobles, apilados triples: Generalmente, un apilado en un pozo multilateral se refiere a múltiples pozos de diferentes zonas productivas encimados entre sí. Básicamente, los laterales se dirigen hacia la misma dirección, aunque no necesariamente, a diferentes profundidades verticales verdaderas.

Contraposición doble o Gullwing (alas de gaviota): Este tipo de multilaterales se refiere a varios pozos destinados a la misma zona, pero en direcciones opuestas. Básicamente, los laterales se encaminarían hacia direcciones opuestas pero a la misma profundidad Vertical.

Fishbone/Herringbone o Whalebone: Como el motherbore o tronco (generalmente no entubado) iría hacia una dirección a una profundidad vertical

verdadera específica, los fishbone que se salen del tronco y peina ambas zonas a cada lado del tronco. Esto podría ser a lo largo de la misma TVD o subir, los fishbone cada vez se parece más a un tipo Whalebone.

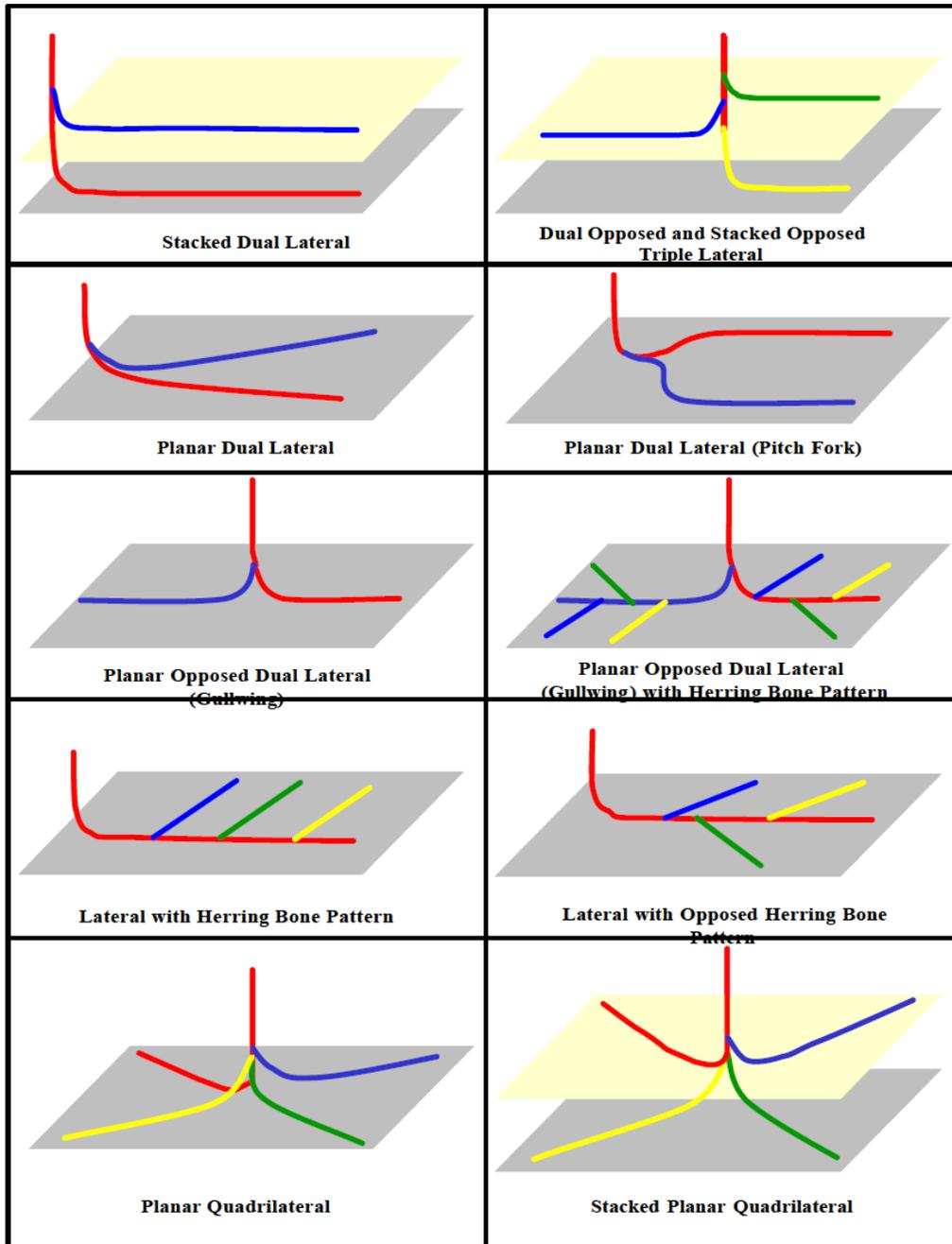


Fig. 1.12 Diseños de pozos multilaterales.

Capítulo II

***CONDICIONES Y DISEÑO PARA LA SELECCIÓN
DE UN SISTEMA MULTILATERAL***



2. CONDICIONES Y DISEÑO PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA MULTILATERAL.

2.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA UN POZO MULTILATERAL

Un pozo multilateral, como cualquier proyecto de perforación, se debe planificar desde el principio hasta su finalización. Sin embargo, el diseño de la terminación es el área donde las consideraciones multilaterales salen al máximo del diseño convencional.

a) control de arena

La decisión de qué sistema elegir y cuánto va a costar depende en parte de cuánto y qué tipo de control de arena se necesita. La mayoría de los pozos multilaterales están perforados en los yacimientos que requieren medidas de control de arena de baja complejidad. Esto puede variar desde la ausencia de medidas de control de arena en el liner perforado, pozo entubado, empaque de grava o tratamientos de fractura pero todo esto llega a ser que las operaciones sean muy complejas, como por lo general no hay sello en la unión multilateral, por lo tanto no hay contención de la presión. Si hay más zonas que se necesiten entonces un nivel 3 (Rapid Connect), nivel 4 (RMLS o panadero Root) o un nivel 6 se requiere en estos casos. Esto ha aumentado inmediatamente el costo de la operación sustancialmente y esta es una de las principales razones por las que los pozos multilaterales no son más extendidos. Pozos de bajo costo que requieren control de arena no son típicamente buenas candidatas para pozos multilaterales.

b) Producción de Agua

Al igual que en el tema de control de arena, los planificadores deben decidir cómo se produce o manipula el agua y cuando se puede esperar. La capacidad de permitir la determinación de la contribución de cada lateral del agua, también puede dictar el sistema multilateral apropiado. La colocación correcta de la unión con respecto al potencial de la conicidad lateral completada, especialmente en la parte inferior de fuertes depósitos de accionamiento de agua, es esencial para el éxito de la aplicación multilateral.

c) Sistema Artificial

El sistema multilateral es muy adecuado para los pozos que fluyen naturalmente. En estos casos, la falta de contención de la presión en la unión no es generalmente un problema. Para los pozos levantados artificialmente lo idóneo es que dependa del mecanismo de elevación. Los pozos de gas lift representan un problema, ya que por lo general hay poca o ninguna contención de la presión anular través de la unión. El Bombeo electrosumergible, bombas de cavidades progresivas tienen menos limitaciones, un ejemplo de esto y tal vez lo más importante es que la eficiencia de la bomba ayuda a levantar los fluidos por encima de la unión (puede ser un problema importante si la unión es muy alta en el pozo principal en comparación con la profundidad del yacimiento). Con ciertos sistemas de LD, el acceso al diámetro completo es posible a través de las uniones que pueden ayudar en alguna de estas situaciones. Para inyectores, debido a la falta de contención de presión a través de la ventana, hay un margen limitado con sólo los sistemas de nivel 5 y el nivel 6 aplicables en la mayoría de los casos (por lo tanto muy alto costo).

d) Selección de la barrena

Para el desarrollo de la perforación de un pozo en un área determinada, es necesario seleccionar una barrena con características adecuadas, para llevar a cabo el proyecto con el menor costo posible.

e) Producción de mezclados

En algunas áreas no se permite la producción mezclada o en algunos casos en que existe un régimen de presión diferente entre las zonas no es posible de todos modos. En estos casos es necesario un sistema de doble cadena. Las únicas maneras de mantener los flujos separados el uno del otro, dentro de un sistema "a prueba de presión" (es decir, la salida está aislada), es ejecutar un nivel 5 (Baker raíz o Sperry RMLS con MSCS) o un sistema de nivel 6. Todos estos sistemas requieren un aumento significativamente el gasto y la complejidad. Si la unión se puede dejar abierta a la circulación luego un sistema de estilo pórtico se puede utilizar, con la cadena más baja de ser utilizada en un PBR (pulido barrena receptáculo) y el empacador dual estar encima de la unión. Una desventaja adicional es que las opciones de levantamiento artificial son muy limitadas en todos estos escenarios.

f) Producción Draw-Down

La causa más común de insuficiencia multilateral es la inestabilidad en la unión. Mientras que el fracaso en el ensamble típicamente ocurre durante en el proceso de perforación, esto no es del todo cierto ya que también puede ocurrir durante la producción llamada la-down después de la finalización. Si se está a la espera de que las presiones llamadas la-down sean altas, la consideración se debe dar a un sistema multilateral que garantiza el aislamiento de la producción de cada lateral. Mientras en el nivel del 1-3 tendrán draw-down presiones ejercidas directamente en la formación. Con el nivel 4 se tendrán caídas de presión ejercidas sobre un revestimiento de cemento que separa la formación de la unión. Analisis de mecánica de Rocas y estudios de litología se debe realizar para garantizar que la formación no se derrumbaría en o alrededor de la unión.

g) El acceso a laterales inferiores (reingreso)

Normalmente todo el mundo piensa que necesitan acceder a todos los laterales para su óptima recuperación. Sin embargo, esto puede llegar a un precio y unas necesidades muy altas para ser considerado cuidadosamente. Casi todos los sistemas permiten el acceso al lateral inferior, sin ningún problema real. El problema es siempre para acceder a los laterales creados a partir del pozo principal. Hay disponibles sistemas que permiten el acceso a través de tubos a laterales. Algunos son una parte integral del diseño de conexiones (por ejemplo Rapid Connect, Baker HOOK), son "add-ons" para el sistema básico (Baker RAÍZ, Sperry MSCS) u otros que se pueden agregar a cualquier cruce (PCE MLR). Algunos sistemas, en particular los que utilizan un acoplamiento orientado en la sarta de revestimiento, se pueden configurar para el acceso a través de la tubería, sino que también permitirá el acceso si la cadena de finalización se tira. Otros sistemas, por lo general aquellos donde la ventana se ha elaborado con una cuña de desviación recuperable (Baker Maestro para Ventanas, Smith Track Master), no tienen acceso a los laterales ya sea con o sin una cadena de finalización.

2.2. DISEÑO DE POZOS MULTILATERALES

Esta sección contiene los criterios básicos que deben tenerse en cuenta para un proyecto multilateral. No es una guía de diseño definitivo pero cubre brevemente las áreas que necesitan ser consideradas.

2.2.1. Selección de Arquitectura.

La arquitectura de pozo se debe seleccionar en un cuidadoso análisis y una predicción realística de la producción, para lo cual hay que tener en cuenta que rara vez la producción de todo el pozo multilateral es la suma de la producción de los laterales analizados cada uno por separado. La arquitectura lleva inherente el riesgo geológico, el cual debe ser identificado y manejado correctamente.

La selección de la trayectoria del pozo es una de las primeras oportunidades para evitar pegas. Al seleccionarla se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Localización de los objetivos

Una causa frecuente del pegado en las tuberías es la selección de muchos objetivos para ser alcanzados con una sola trayectoria de pozo. Si bien la tecnología de pozos multilaterales ayuda a contactar más el yacimiento, no es conveniente crear trayectorias de pozo agresivas para abarcar más de lo que se puede. Para este caso, podría ser más económico perforar varios pozos.

Otro problema que se puede dar es seleccionar un objetivo que apenas está al alcance de un equipo desde su localización existente, por lo que se asume el riesgo de perforar a inclinaciones elevadas y largas secciones con agujero descubierto. Se debe dejar que la barrena siga una trayectoria natural hacia el objetivo con la mínima corrección posible, esforzándose en minimizar la tortuosidad del agujero.

- Estabilidad del agujero

En regiones de altos esfuerzos tectónicos, la trayectoria del pozo debe ser seleccionada para minimizar la diferencia entre los esfuerzos principales y los menores. Con esfuerzos tectónicos locales, que ocurren alrededor de domos salinos y fallas, se puede seleccionar una trayectoria para evitar completamente una zona de esfuerzos, y otros riesgos geológicos, como formaciones de gas consolidadas o no consolidadas.

Se debe procurar la construcción de ángulo en formaciones estables y mantener un ángulo constante a través de formaciones difíciles, esto con el fin de limitar el tiempo de exposición del agujero abierto.

- Inclinación y dirección

La dirección e inclinación del pozo son regidas en gran parte por la trayectoria, el objetivo y la estabilidad del agujero. La inclinación también influye en la limpieza del agujero, se pega por presión diferencial y algunos problemas con la geometría del agujero. Al incrementar la inclinación y tortuosidad, es más difícil liberar la tubería una vez que se ha pegado.

Se deben evitar inclinaciones en el agujero entre 45° y 65° para prevenir efectos potenciales de avalancha, los cuales podrían arruinar los perfiles de aterrizaje, el deflector o el equipo de completamiento, interfiriendo con la secuencia de las operaciones.

Se debe recordar que los puntos de asentamiento de tubería de revestimiento pueden ser afectados por el peso del lodo, que debe incrementarse conforme se incrementa el ángulo de inclinación.

- Planos de sedimentación y ritmo de penetración de la barrena.

Los planos de sedimentación naturales determinan la trayectoria del pozo hasta cierto punto, en los que ángulos bajos generan que la barrena tienda a perforar buzamiento arriba y ángulos empinados, buzamiento abajo.

Los planos de sedimentación pueden ocasionar problemas de inestabilidad, por lo tanto, se debe seleccionar una trayectoria del pozo que evite cruzar estos planos con mucho ángulo.

- MWD y otras herramientas para medir en fondo

No es aconsejable suspender la perforación para tomar mediciones ya que esto puede originar el pegado de la tubería, sobre todo cuando la sarta queda en lutitas problemáticas o arenas depresionadas. Así que lo mejor es que mientras se planea la trayectoria e inclinación del pozo, se considere la forma más conveniente de medir la trayectoria.

- Colisión entre pozos

Es necesario realizar un análisis de anticollisión para que la trayectoria no interfiera con un pozo existente o con algún brazo del mismo diseño. Para llevar un control de esto se utiliza un factor de separación (FS) que determina el riesgo de colisión entre pozos. Se define como factor de separación la distancia de centro a centro entre dos pozos vecinos, dividido por la suma de los radios (semi-ejes principales) de sus elipsoides asociadas de incertidumbre

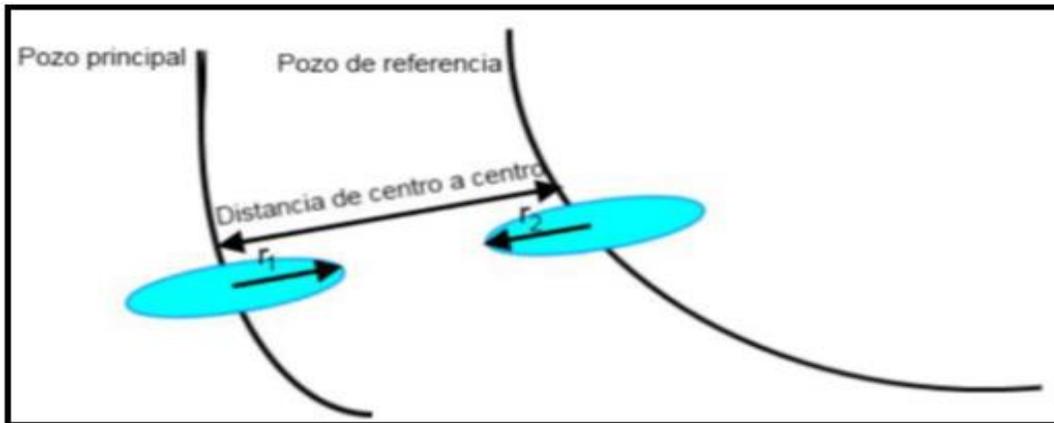


Fig. 2 Factor de separación.

Entonces para el diseño de la trayectoria se debe mantener un FS igual o mayor a 1,5. Si el FS es menor a 1,5 no es conveniente realizar la perforación debido a la cercanía entre los pozos.

2.2.2. Selección del Sistema.

De acuerdo al artículo de la SPE “*The Design Considerations of a Multilateral Well*” de LIM B. y otros, éste proceso involucra ciertos pasos que incluyen la consideración de:

- Requerimientos de casing y cementación para el pozo principal y los laterales.
- Agregar un lateral o laterales a un pozo existente, o perforar un nuevo pozo multilateral.
- Requerimientos de integridad en la unión. Entre estos se encuentra: control de arena, sello hidráulico, *tie-back* mecánico, etc.
- Requerimientos de re-entrada para los laterales y el pozo principal. Esto puede ir desde no requerir re-entrada hasta la existencia de tubing con total acceso selectivo.
- Requerimientos de aislamiento y control de flujo. Por ejemplo, cerrar de manera selectiva el flujo de un lateral.
- Habilidad de los sistemas de perforar y completar con las especificaciones requeridas. Esto incluye, por ejemplo, tamaños del sistema, especificaciones mecánicas, consideraciones metalúrgicas para ambientes hostiles en fondo de pozo y la compatibilidad entre los sistemas de perforación y completamiento.
- Requerimientos de autoridad regulatoria de producción, como la habilidad de unificar el flujo de diferentes yacimientos. Para el caso en que esto no es viable se debe instalar doble completamiento.

2.2.3. Consideraciones de Diseño de Casing.

Después de diseñar la trayectoria, se diseña el programa de revestimiento, de fondo hacia arriba, se elige el diámetro de la tubería de producción y entonces se selecciona el tamaño de revestimiento mínimo que permita este completamiento.

El siguiente paso es decidir el tamaño de agujero descubierto que el pozo puede tolerar antes del asentamiento de la tubería de revestimiento, así como su longitud, mediante el análisis de presiones de poro y gradientes de fractura de las formaciones perforadas.

El peso del lodo en la sección del agujero descubierto deberá ser lo suficientemente pesado para prevenir el flujo al pozo y soportar las paredes del agujero, y lo suficientemente ligero para evitar pérdidas de circulación. Para cumplir con estas condiciones, se grafica una ventana de lodo, como se ve en la Figura 2.1 y de esta manera se puede conocer el peso ideal del lodo. Sin embargo, hay que tener en cuenta otros factores, ya que por ejemplo, si el lodo es suficientemente pesado para la parte del fondo del pozo puede ser muy pesado para las secciones superiores. Por eso es que las formaciones superiores deben estar revestidas, para permitir el uso de un lodo más pesado.

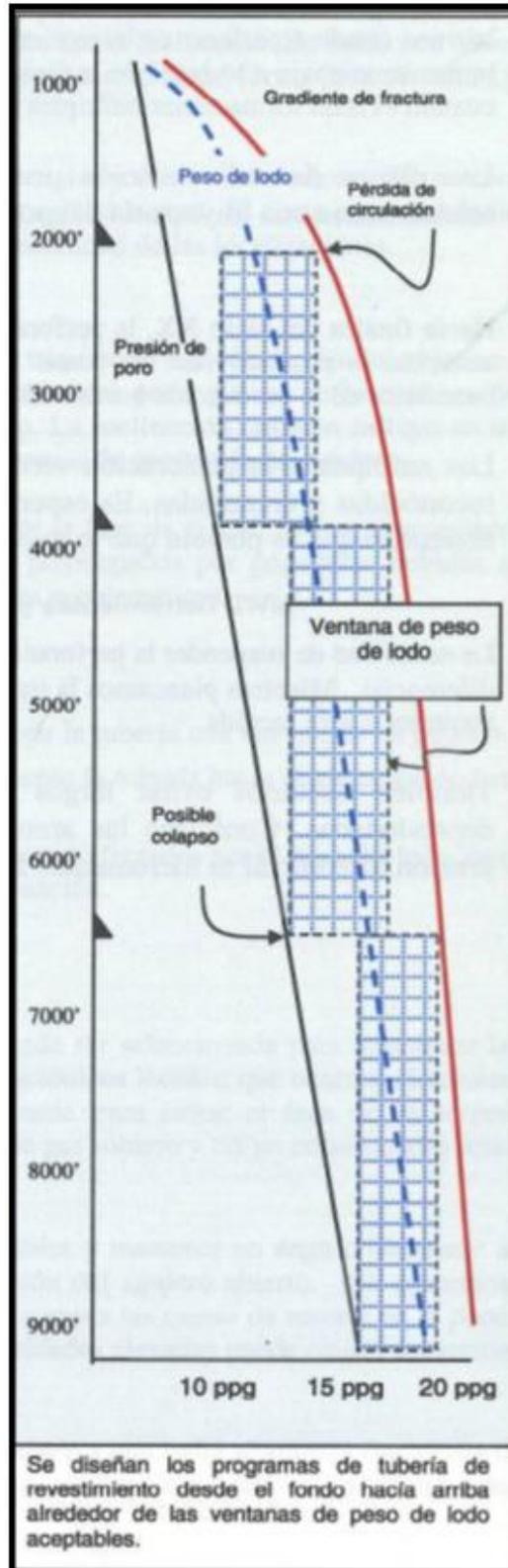


Fig. 2.1 Ventana de peso de lodo. Fuente: MITCHELL J. Perforación sin problemas. Drillbert Engineering Inc. 2002

Los siguientes factores pueden imponer restricciones en el diseño del casing del agujero principal para un pozo multilateral:

- Se debe calcular la máxima presión diferencial esperada en el casing (durante la cementación u operaciones de liner, por ejemplo) y compararla con el rango de presión de los sellos internos de la unión. Si es evidente que se puede exceder la presión se debe investigar métodos alternativos.
- No se debe colocar centralizadores en la unión para evitar cualquier problema potencial que pueda impedir la perforación del lateral.

2.2.4. Consideraciones de Diseño de la Sarta de Perforación.

La finalidad del diseño de sarta es obtener los diferentes tipos de sartas de perforación programados durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

En cualquier diseño de sartas se deben siempre considerar las siguientes herramientas: tubería de perforación y BHA (tubería pesada, collares de perforación y estabilizadores):

Tubería de perforación (*drill pipe*): Son tubos de acero o aluminio con características especiales usados para transmitir rotación y fluido a la barrena en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

Existen algunos criterios en la selección de tubería de perforación para prevenir las fallas al utilizar un grado o peso del material no adecuado para el intervalo a perforar. Esos criterios son:

- *Presión de colapso:* La tubería de perforación puede colapsarse si se excede la capacidad en cargas de presión, (ver Figura 18). El colapso es más probable en la parte inferior del hoyo, cuando la tubería es evacuada para realizar pruebas de pozo.



Fig. 2.2 Tubo colapsado.

Es posible determinar la presión de colapso para un arreglo de sarta de perforación utilizando la siguiente ecuación:

$$P_c = \rho * g * h * F_c$$

Donde:

P_c = Presión de colapso

ρ = Densidad del lodo

g = Aceleración de la gravedad

h = Longitud de la tubería de perforación

F_c = Factor de seguridad para la presión de colapso (1.1 – 1.15)

De esta manera se compara el valor calculado con el de las especificaciones de las diferentes tuberías de perforación que se encuentran en el mercado para saber cuáles soportan esta presión de colapso.

- Presión de estallido: La tubería de perforación puede estallar si se excede la capacidad en cargas de presión, (ver Figura 19). El estallido es más probable que ocurra en la parte superior del agujero.

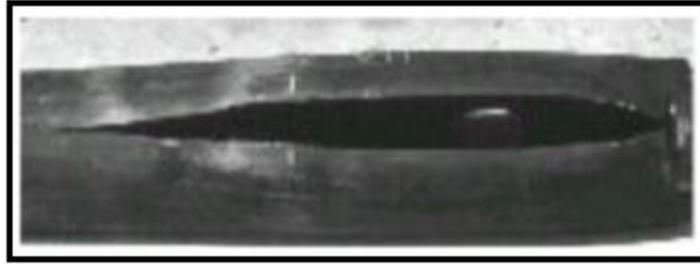


Fig. 2.3 Fisura provocada por estallido.

La presión de estallido de un arreglo de sarta se puede determinar conociendo la presión máxima en superficie:

$$P_{es} = P_{\text{max esperada sfc}} * Fest$$

Donde:

P_{es} = Presion de estallido

$P_{\text{max esperada sfc}}$ = presion maxima esperada en superficie

$Fest$ = Factor de seguridad para la presion de estallido (1 – 1.3)

Este valor calculado se compara con el de las especificaciones de las tuberías de perforación que cumplieron con el requerimiento de presión de colapso. De esta manera se selecciona la tubería de perforación que soporta tanto la presión de colapso como la de estallido que se va a generar en el pozo.

- Tensión: Las fallas por tensión ocurren cuando se excede la capacidad de carga del componente más débil de la sarta de perforación. Generalmente es la tubería de perforación en el tope del hoyo. Ocasionalmente falla la junta si se le aplica torque por encima del recomendado. Entonces, por seguridad se establece un valor de MOP (*Margin Over Pull*) para que en caso de que se requiera tirar de toda la sarta de perforación para sacarla a superficie, no se desprenda la sarta en la sección más débil. Se puede utilizar un MOP entre el rango de 50000 y 150000 libras. Para calcular el MOP que se tiene con una sarta de perforación específica se debe calcular el peso total de la sarta y se debe saber la mínima fuerza de tensión que soporta la tubería utilizada (que se encuentra en tablas).

$$MOP = T_{\text{max}} - T_{\text{surf}}$$

Donde:

T_{max} = Tension minima nominal multiplicado por 0.9.

T_{surf} = Peso de toda la sarta de perforacion dentro del lodo.

Este valor calculado de MOP debe ser igual o mayor al MOP establecido por los requerimientos de seguridad.

- Torsión: Las juntas estándar API tienen una resistencia a la torsión del 80% sobre el tubo al que se encuentran soldadas, por esta razón en todos los casos las fallas por torsión siempre van a ocurrir en las juntas. La mayoría de las compañías utilizan la resistencia mínima a la tensión como el valor para torsión sin modificarlo. La mayoría de las fallas por tensión o torsión se pueden eliminar utilizando un proceso efectivo de diseño y buenas prácticas en las inspecciones.
- Velocidad de rotación crítica: La vibración causa daño y fatiga, ésta se da cuando se tiene resonancia en los puntos críticos de la sarta cuando se alcanzan las RPM críticas. Con la siguiente ecuación se puede saber cuál es la rpm crítica para un arreglo de sarta determinado:

$$rpm = \frac{33056 * (OD^2 + ID^2)^{0.5}}{L_s^2}$$

Donde:

OD = Diametro externo de la tuberia de perforacion en pulgadas

ID = Diametro interno de la tuberia de perforacion en pulgadas

L_s = Longitud de un tubo en pies

Con la RPM crítica se calcula la longitud de la sarta a la cual se encuentra el punto crítico y los respectivos armónicos con la siguiente ecuación:

$$L = \frac{258000}{rpm} * n^2$$

Donde:

L = Longitud de la sarta donde ocurre resonancia en pies.

rpm = La rpm critica

n = Es un factor que va aumentando en unidad para determinar cada armonico

Además de las consideraciones de diseño del *drill pipe*, se debe tener en cuenta la selección del BHA ya que debe proveer una correcta inclinación y dirección mientras se perfora. Los BHA largos y estabilizados proveen agujeros rectos y de calibre completo. La masa del BHA suministra un efecto de giro flotante para mantener la

rotación de la barrena y amortiguar el efecto de brincoteo y vibraciones entre la barrena y la sarta de perforación.

Las vibraciones verticales, axiales y torsionales de la sarta de perforación son absorbidas antes de que puedan ser transferidas a la barrena y viceversa. Los BHA largos y estabilizados, permiten una vida más larga a la barrena evitando que se deslice, manteniendo un peso constante sobre esta. Si se flexiona o se pandea el sistema, el peso sobre un lado de la barrena será mayor que en el otro lado, como se observa en la Figura 20. La carga a través de los cojinetes será entonces oscilante a medida que la barrena rota. Esto causa fatiga innecesaria y reduce la vida de la barrena en los cojinetes, dientes y conos, incluso, en casos extremos, causa la ruptura del vástago de la barrena.

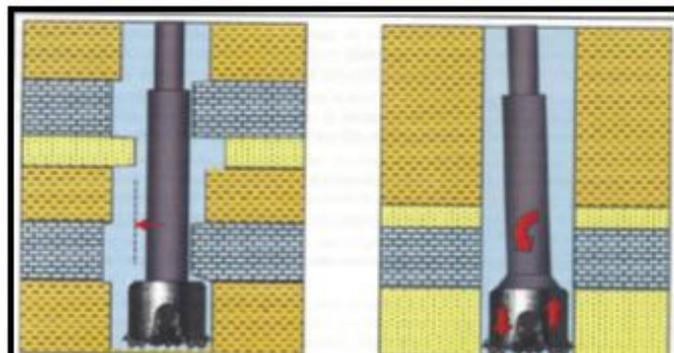


Fig. 2.4 Problemas de estabilización de la barrena.

Los ingenieros se oponen frecuentemente al uso de cuellos de perforación largos por temor a la erosión del agujero con las altas velocidades anulares y por temor de que se pegue por la presión diferencial, sobre todo en los casos donde se construye ángulo, pues se provee menos peso sobre la barrena y más peso sobre la parte baja del pozo. Esto incrementa el momento torsional y arrastre. Los cuellos de perforación largos disminuyen el espacio anular para permitir el arrastre sobre las camas de recortes y la sarta tiende a empacarse aún más.

- Tubería pesada de perforación: Esta tubería se fabrica con un mayor espesor de pared y uniones especiales extra largas con relación a la tubería de perforación normal. Su función principal es la de hacer transición de esfuerzos entre la tubería de perforación y los collares de perforación.
- Collares de perforación: Son tubos cuya finalidad es proporcionar peso a la barrena y rigidez a la sarta de perforación, por lo cual el espesor de pared de estos tubos es gruesa. Se fabrican con diámetros interiores y exteriores uniformes y con roscas de sello.

- Estabilizadores: Su función principal es la de mantener la dirección programada del pozo y estabilización del mismo evitando el pandeo de la sarta de perforación, así mismo ayudan a concentrar el peso de la herramienta sobre la barrena.

2.2.5. Selección de la barrena.

Las barrenas son seleccionadas con la esperanza de alcanzar una velocidad de penetración óptima. Esto significa que deben perforar muy rápido y durar suficiente tiempo para minimizar los viajes por una barrena nueva. Idealmente, una sola barrena debería perforar una sección completa del agujero descubierto.

La selección inapropiada de las barrenas propicia menores velocidades, viajes innecesarios y demasiada exposición del agujero. Ocasionalmente, la barrena se puede pegar, especialmente cuando se perfora con motor de fondo. En los agujeros direccionales, la selección de la barrena también influye en la tortuosidad y calidad del agujero.

Existe una gran variedad de barrenas pero se pueden clasificar en dos grupos: barrenas con cortadores fijos y barrenas cónicas

➤ Barrenas con cortadores fijos

Este tipo de barrena se caracteriza porque los cortadores están compactados en la cabeza de la barrena de tal manera que la perforación sucede con la rotación de ésta. Hay dos tipos de barrenas con cortadores fijos: las barrenas PDC y las barrenas de diamante.

Barrenas PDC: La barrena Policristalina de Diamante Compacto (PDC) tiene cortadores hechos de diamantes artificiales y de Carburo de Tungsteno. Estas barrenas son costosas, pero tienen un potencial de larga vida y tienen alta velocidad de perforación. Pueden perforar en formaciones blandas, medianamente duras o duras por varias horas y sin fallar. Se debe considerar que pueden sufrir daño por impacto y abrasividad, además de problemas de estabilidad. Dentro de esta categoría se encuentran las barrenas bicéntricas que corresponden a barrenas que tienen incorporados rimadores alrededor, antes de la cabeza de la barrena.



Fig. 2.5 Barrena PDC

Barrenas de diamante: Estas barrenas tienen cortadores de diamante industrial impregnados en la matriz de metal que conforma la cabeza de la barrena. El diamante actúa como una lija, desgastando la formación. La barrena rompe la formación comprimiéndola, cortándola o rapándola. Estas barrenas son muy costosas, pero son de larga duración y tienen capacidad de penetrar formaciones duras y abrasivas. Lo que hay que tener en cuenta es que la velocidad de perforación no es tan alta como en la barrena PDC y es sensible a las RPM.



Fig. 2.6 Barrena de diamante.

- **Barrenas cónicas**

Estas barrenas se caracterizan porque tienen conos con dientes o cortadores. Dentro de los conos se encuentran unos cojinetes que permiten la movilidad de éstos, por lo tanto, la perforación se da por el movimiento de los conos. Dentro de esta categoría están las barrenas con conos dentados y las barrenas de insertos.

Barrenas con conos dentados: Corresponde a las barrenas más económicas del mercado. Los dientes están forjados en el acero de que está hecho el cono y los cojinetes son de rodillos. Son convenientes para perforar formaciones blandas, alcanzan altas velocidades de perforación y se tiene buena estabilidad. Sin embargo hay que considerar que los dientes se desgastan más rápido y tener en cuenta la vida de los cojinetes.

Barrenas de insertos: Estas barrenas son un poco más costosas que las de conos dentados pero los cortadores resisten más el desgaste. Los cojinetes que utiliza para el movimiento de los conos son de fricción. Puede perforar desde formaciones blandas a duras, se puede dirigir y es más estable, aunque se debe considerar, además de la vida de los cojinetes, que la velocidad de perforación es lenta.

Para la selección de la barrena también se debe tener en cuenta el tipo de formación que se va a perforar. Las barrenas para formaciones blandas generalmente perforan mejor con un peso moderado y altas velocidades de rotación. Y por otro lado, las barrenas para formaciones duras usualmente perforan mejor con bastante peso y moderada velocidad de rotación.

2.2.6. Motor de Fondo.

Se debe considerar un sistema que controle la dirección de la perforación a medida que la barrena va avanzando en la construcción de la trayectoria del pozo lateral. Entre estos sistemas se encuentra el denominado *Rotary Steerable System* (RSS). Este sistema es totalmente rotativo y orienta la barrena a través de un mecanismo interno de direccionamiento, lo cual resulta muy conveniente en casos donde los mecanismos de direccionamiento externo alcanzan sus límites de rendimiento.

Debido a que el sistema RSS no depende del contacto con la pared del pozo para lograr el incremento angular, pueden desarrollar desviaciones en el *dogleg* y perforar pozos de re-entrada con incrementos angulares de hasta de 8°/100 pies a fin de colocar los pozos en el mejor lugar del yacimiento. Este sistema es altamente confiable, además reduce la tendencia al espiralado del pozo debido a las variaciones de su trayectoria.

2.2.7. Doglegs.

El Doglegs es la parte que vincula los sistemas multilaterales ya que siempre hay una necesidad de tener pozos direccionales asociados a los pozos multilaterales.

El aspecto más importante es tener el diseño direccional correcto que se ajuste a los requisitos del sistema multilateral sin obstaculizar los pozos objetivos.

Lo más importante en los sistemas multilaterales considerando doglegs es organizar de una manera que ni la geometría del pozo y el pozo objetivo, ni tampoco el sistema multilateral serán comprometidas debido a su diseño. Se recomienda colocar los sistemas multilaterales en una zona doglegs baja (algunos cruces por ejemplo RMLS requieren esto en cualquier caso). Habiendo reducido dogleg en el área de unión asegurar que el sistema multilateral o equipo no estará expuesto a perfiles irregulares cambiantes, el agujero del pozo justo fuera de la ventana, especialmente si la necesidad de usar los envasadores carcasa externa.

Doglegs encima de la unión multilateral debe mantenerse constante y estable para evitar cambios bruscos en la geometría del pozo. Especialmente cuando se considera equipo de terminación que tiene doglegs bajas es siempre una ventaja.

2.2.8. Tangentes.

Hay dos tipos de tangentes que debe tenerse en cuenta en relación con los pozos multilaterales, tangentes para los equipos de levantamiento artificial y tangente para sistemas de ventana multilaterales ésta independientemente. La razón principal para utilizar tangentes es tener una sección lisa que esté libre de cambios excesivos en la geometría del agujero del pozo. Dado que el diseño del pozo multilateral requiere lisura, precisión y limpieza en el pozo, es muy importante para minimizar los cambios extremos en el agujero del pozo especialmente cuando los sistemas multilaterales van a ser localizados. Es muy importante colocar los sistemas multilaterales donde las formaciones con razonablemente altas resistencias a la compresión están presentes. En el diseño del plan pozo es muy importante para identificar la ubicación del sistema de ventanas y para asegurarse de que una tangente está presente si fuera necesario para que el sistema de ventana en particular.

El segundo tipo de tangente que puede ser necesario es colocar el equipo de elevación artificial, especialmente bombas ESP. La ubicación de la tangente de la bomba juega un papel importante en función del sistema de ventanas. Es obvio que cuando la tangente se encuentra por debajo del sistema o sistemas multilaterales en el agujero del pozo, toda la realización y el levantamiento artificial y conjuntos tiene que pasar a través de las ventanas de conexiones. Pasando complicadas ventanas con conjuntos de levantamiento artificial pueden ser problemáticos.

2.2.9. Inclinación del Agujero.

La inclinación del agujero donde el sistema multilateral se va a instalar es muy importante para el propósito y la posición del sistema. Por lo general en inclinaciones mayores son más difíciles de instalar sistemas multilaterales. Aunque los sistemas multilaterales, incluso se han instalado en 90 grados inclinaciones, no se recomienda establecer cuñas desviadoras e instalar sistemas multilaterales en estas altas inclinaciones. En inclinaciones superiores, es más difícil de instalar una cuña desviadora, las ventanas de fresado y establecer sistemas multilaterales. El manejo de los residuos llega a ser un problema aún mayor a medida que la inclinación aumenta. La mayoría de los sistemas multilaterales de tiempo requieren indicación clara de amplitud y elevar fuerzas. Cuando los sistemas multilaterales se establecen en inclinaciones mayores, es muy difícil encontrar el punto neutro y amplitud real y elevar la fuerza. En estos casos se recomienda un tope secundario para obtener mejores indicaciones.

En inclinaciones inferiores son las más fáciles de instalar sistemas multilaterales. En inclinaciones superiores los perfiles pueden estar llenos de recortes de perforación y que podría ser más difícil de establecer ya sea tieback o de la cuña desviadora. Por otra parte cuando las inclinaciones bajas se eligen se pueden perforar dos pozos y separarlo más rápidamente y los problemas de colisión se pueden resolver más fácil.

2.2.10. Orientadores de Windows (Ventanas).

Hay varias maneras de orientar ventanas en los sistemas multilaterales. De cualquier giro o estudios MWD se pueden utilizar para realizar un estudio de la posición y orientación de la ventana. El diseño del pozo direccional dicta la orientación de los sistemas de ventanas en los pozos multilaterales. Si el sistema multilateral va a ser situado en una porción vertical del orificio y puesto que no están en la parte alta del agujero, puede ser orientada con la dirección de agujero. Para los pozos direccionales hay otro factor que debe tenerse en cuenta, el lado más alto del agujero. Es muy importante para orientar un sistema multilateral cerca del lado más alto (frente a 30 grados a la izquierda o a la derecha del agujero es normal). La razón principalmente de elegir el lado más alto es evitar salidas prematuras de las ramas, evitar que los sólidos de perforación a través de la zona de la ventana y para los sistemas de fresado poder llegar más abajo del lateral sin llegar accidentalmente a una de las ramas superiores. Para los sistemas de fresado, para tener todo el apoyo de frente a la cuña desviadora durante las operaciones de fresado el lado más alto se elige. Si la cuña desviadora se orientó al lado inferior, la ventana sería muy corto y la entrada en el lateral puede resultar muy difícil.

2.2.11. Secuencia de Perforación.

La secuencia de perforar los laterales es totalmente a discreción del operador debido al hecho de que el acoplamiento del cierre no restringe el diámetro interno del casing. Sin embargo, se recomienda implementar una secuencia de arriba hacia abajo para minimizar los riesgos de perder acceso a secciones anteriormente perforadas, ya que de lo contrario podría suceder una falla por encima de ellas.

a. Riesgos frente a beneficios.

En general, a medida que se avanza desde el nivel 1 hasta el nivel 6 en los cruces hay complejidad y por lo tanto los costos se elevan exponencialmente. Un pozo de reingreso, se hace como un camino lateral ciego, incurre en poco o ningún gasto adicional, excepto la del tiempo de perforación adicional. Comparando esto con un cruce de nivel 5, donde incluso el más simple de los sistemas requiere un adicional de 15 viajes, y una cantidad considerable de herramientas y equipos. El riesgo también se incrementa considerablemente, sobre todo cuando se trata de sistemas que requieren fresado de ventanas y operaciones washover. La unión de complejidad más baja siempre se debe utilizar ya que esto reduce el riesgo global y por lo tanto de costos.

b. Plan de contingencia

Para minimizar el impacto de cualquier problema que puede interferir con la operación del sistema, es esencial desarrollar procedimientos de contingencia como parte del proceso de planeación. La herramienta requerida para implementar cualquier plan de contingencia debe estar disponible en la barrena antes de comenzar cada operación

Capítulo III

TECNOLOGIAS MULTILATERALES



3. TECNOLOGIAS MULTILATERALES

3.1. DESCRIPCIÓN RÁPIDA DE LA TECNOLOGÍA DISPONIBLE

3.1.1. De Schlumberger Serie Rapid™

Esta aplicación se utiliza en pozos nuevos, se trata de sistemas de construcción de intersecciones en las que todas las salidas laterales tienen capacidades de acceso. La Serie Rapid™ consiste en:

RapidAccess™	Se utiliza en la perforación de salida y en la terminación de agujero descubierto.	<p>Para la construcción del nivel 2 de intersecciones multilaterales con un nuevo sistema. En pozos multilaterales con fabricación de ventanas en una determinada profundidad y orientación.</p> <p>El sistema permite acceder al diámetro completo del pozo principal y al lateral o inferior con reingreso selectivo al lateral, con el uso de una cuña desviadora de producción.</p>
RapidConnect™	Barrenado de salida y Sistema Tieback Lateral	<p>Para la construcción de un nivel 3 de intersecciones multilaterales con un nuevo sistema. En Pozos multilaterales con fabricación de ventanas en una determinada profundidad y orientación.</p> <p>También se puede utilizar para aplicaciones de algunas modificaciones de reingreso. El sistema</p>

		<p>proporciona una integridad mecánica a través de la unión.</p> <p>El sistema proporciona acceso restringido al pozo principal inferior con acceso restringido a la lateral con el uso de un tubo desviador.</p>
RapidTieback™	Ventana pre-barrenada y Sistema Tieback Lateral	<p>Para la construcción del nivel 3 de intersecciones multilaterales con un nuevo sistema. En Pozos multilaterales que utilizan una ventana pre-barrenada a una profundidad y orientación determinada. El sistema proporciona integridad mecánica en la unión.</p> <p>El sistema permite acceder al diámetro completo y al pozo principal lateral o inferior con selectivo de reingreso al lateral con el uso de una cuña desviadora.</p>
RapidSeal™	Línea fija accionada por el sistema de salida del Casing	<p>Para la construcción del nivel 6 de intersecciones multilaterales con un nuevo sistema. Los pozos multilaterales que utiliza una tecnología de metal expandible hasta perforar dos nuevos ramales.</p> <p>El sistema proporciona integridad mecánica e</p>

		hidráulica a través de la unión.
--	--	----------------------------------

3.1.2. Herramientas Baker Oil

WindowMaster™ & TorqueMaster™	Barrenado de salida y terminación de pozo abierto.	<p>Para la construcción del nivel 2 de intersecciones multilaterales con un nuevo sistema o reingreso a pozos multilaterales con fabricación de ventanas en una determinada profundidad y orientación.</p> <p>El sistema proporciona acceso al diámetro completo del pozo principal y no hay acceso al lateral a menos que un programa de compresión de ML se utilice como el dispositivo de orientación a la cuña desviadora.</p>
MLZXP™	Barrenado de salida y colgador lateral.	<p>Para la construcción del nivel 3 de intersecciones multilaterales con un nuevo sistema y también la aplicación en pozos de reingreso.</p> <p>El sistema proporciona acceso a diámetro completo al lateral, pero elimina el acceso al pozo principal.</p>
		Para la construcción del

HOOK™	Barrenado de salida y Tieback lateral con / sin cemento	<p>nivel 3 de intersecciones multilaterales con pozos multilaterales nuevos o existentes utiliza una ventana barrenada en profundidad y orientación determinada. El sistema proporciona una integridad mecánica a través de la unión.</p> <p>El sistema permite el acceso restringido al pozo principal y re-entrada selectiva a la lateral, con el uso de una camisa desviadora.</p>
ROOT™	Sistema Tieback aislado	<p>Para la construcción del nivel 4 y 5 de intersecciones multilaterales que utiliza una ventana barrenada para la perforación de nuevos pozos multilaterales.</p> <p>El revestimiento lateral puede ser cementado y se adjudica permitir el acceso de diámetro completo al pozo principal lateral o inferior.</p> <p>La integridad hidráulica se proporciona utilizando cemento.</p>
		<p>El sistema utiliza la tecnología de FORMation™ Junction metálica formando una unión</p>

FORMation™ Junction		<p>multilateral que durante la instalación tiene un diámetro exterior eficaz menor que la suma de dos diámetros de las etapas laterales de conexión del casing.</p> <p>El sistema se ejecuta en un modo de pre-formado como parte de un casing estándar o una sarta de revestimiento que se puede ejecutar ya sea en superficie o suspender con un liner colgador.</p>
Downhole Splitter™		<p>Baker Oil Tools Downhole Splitter™ es un sistema único y es el proceso que permite que dos pozos distintos a perforar, entubar y completar den a un solo conducto a superficie. Cuando esté terminado, cada pozo puede producir, ser explorado y trabajar de manera independiente del otro.</p> <p>El Downhole Splitter™ se considera un nivel TAML 6 multilateral, que Baker Oil Tools ha designado como nivel 6S.</p>

3.1.3. Sistema de Ventanas Preprebarrenado Sperry Sun LatchMaster™

Se utiliza y aplica en pozos nuevos, estos sistemas de unión incorporan una ventana de pre-barrenado conjunta con la geometría exacta de salida. Sin perforar el fondo de pozo pues no es necesaria para crear la salida lateral. Otra característica clave de estos sistemas es el uso de Sperry-Sun y el enganche de acoplamiento con la función de orientar la cuña desviadora primaria. Esto permite el control de profundidad exacta y la orientación azimutal para asegurar y garantizar la re-entrada al lateral de la serie LatchMaster™ que consiste en:

LTBS™	Sistema Tieback Lateral	Para la construcción del nivel 3 de intersecciones multilaterales que utiliza una ventana pre-barrenada para la perforación de nuevos pozos multilaterales. El liner lateral se cuelga mecánicamente fuera de la ventana en el pozo principal, lo que permite un acceso limitado al pozo principal inferior
RMLS™	Sistema multilateral recuperable	Para la construcción del nivel 4 de intersecciones multilaterales para sistemas que utiliza una ventana pre-barrenada para la perforación de nuevos pozos multilaterales. El revestimiento lateral puede ser cementado y se adjudica permitir el acceso a diámetro completo del pozo principal lateral e inferior.
		Para la construcción del nivel 5 de intersecciones multilaterales para

ITBS™	Sistema Tieback aislado	sistemas que tiene plena integridad mecánica e hidráulica a través de la unión usando un colgador flexible. Selectivo de reingreso ya sea al pozo principal inferior o lateral puede hacerse con tubería flexible o cable.
PACE-6™	Sistema de salida accionado por presión de Casing	Para la construcción del nivel 6 de intersecciones multilaterales para sistemas que utiliza una ventana neumática para la perforación de nuevos pozos. La ventana neumática proporciona una integridad mecánica e hidráulica total en la unión.

3.1.4. Barrenado de Casing y Sistemas de salida. Sperry Sun ExitMaster™

Se utiliza tanto en los pozos nuevos como en los de reingreso, se trata de sistemas de construcción de intersecciones en la que todas las salidas laterales para las ventanas multilaterales se perforan en el fondo de pozo. Estos sistemas pueden o no pueden utilizar el enganche de acoplamiento Sperry-Sun. La serie ExitMaster™ consiste de:

4501™	Sistema de Perforación Bajo-balance	Para la construcción de un nivel 4 de intersecciones multilaterales, para sistemas que utilizan una ventana perforada y utiliza la gravedad basada en la perforación bajo balance y restablece comunicación
-------	-------------------------------------	---

		hidráulica con el pozo principal. Desarrollado en colaboración con Weatherford.
4502™ y 4503™	Sistema de perforación a través de metal	Para la construcción del nivel 4 de intersecciones multilaterales, para sistemas que utiliza una ventana perforada. Obteniendo integridad mecánica en la unión de la etapa, cuando el liner se consolidó a través de la unión. El acceso al pozo principal inferior se restablece con la perforación del agujero a través de la cuña desviadora del pozo principal inferior. Desarrollado en colaboración con Weatherford. Sistema 4503™ se utiliza para operaciones submarinas desde una plataforma flotante.
MERLIN™	Sistema multilateral recuperable con barrenado de salida	Para la construcción de un nivel 2 de intersecciones multilaterales que utilizan perforaciones en el casing convencional para crear una geometría precisa de ventana. Desarrollado en colaboración con Smith Internacional.
		Sistema multilateral de

RDS™	Sistema de perforación de reingreso	construcción de intersecciones que utiliza una perforación en el casing de fondo de pozo para crear una ventana geoméricamente precisa. El liner lateral se puede cementar y se limpia para permitir el acceso a diámetro completo al lateral o bajo el pozo principal.
------	-------------------------------------	---

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MULTILATERAL Y PROCEDIMIENTOS DE INSTALACIÓN

3.2.1. Schlumberger Rapid™ Series

3.2.1.1. RapidAccess™

RapidAccess es para el nivel 2 del sistema multilateral de Schlumberger, que consiste en un perfil de casing (niple), el sistema funciona dentro de la sarta del casing principal. Este perfil proporciona datos permanentes de desvíos en el casing y de pozos de re-ingreso. El perfil de casing se denomina Indexing Casing Coupling (ICC, indexación de acoplamiento del Casing), y no necesita la orientación durante el funcionamiento del casing. Es a diámetro completo de ID, y se ejecuta como una articulación pup (Articulación giratoria) de casing normal.

Hoy en día Schlumberger proporciona la capacidad de tres perfiles diferentes de niple, lo que significa que tres de estos niples puede ser colocados y situados de forma selectiva (no hay una secuencia para ser instalados). La ventana a perforar se puede colocar hasta 90 ' por encima de la ICC y dos o tres ventanas pueden ser indexados fuera de la misma ICC en diferentes orientaciones, siempre y cuando sea con en el espacio de 90'.

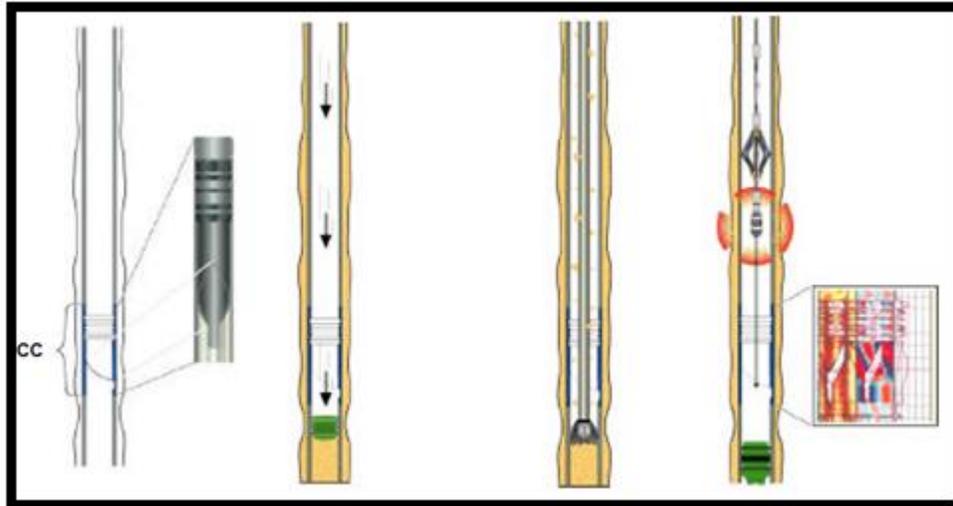


Fig. 3 Instalación de Indexing Casing Coupling (ICC)

El ICC se ejecuta en el agujero en la sarta de revestimiento y se cementa en posición como se describe en las figuras anteriores.

Luego del funcionamiento y cementación, es necesario definir la orientación del ICC, de tal manera que la cuña desviadora puede ser orientada en la dirección preferida para una salida del casing. Esta orientación se puede realizar de dos formas: la forma más fácil es durante una ejecución de evaluación de cemento del casing con la herramienta de imágenes por ultrasonido de Schlumberger.

La herramienta USI es una herramienta de inspección de casing sonora. Es un registro que muestra la dirección exacta de la zapata mule y de la ranura para la orientación, se hace referencia a la parte alta del pozo o si se trata de un pozo vertical, de giro hacia el norte.

Si no se ejecuta la evaluación de cementación, una simple ejecución MWD (Es un sistema desarrollado para realizar mediciones relacionadas con la perforación del pozo y transmitir la información a la superficie durante la perforación) o un estudio giroscópico se pueden ejecutar para determinar la orientación de la ranura del ICC.

No hay más estudios requeridos. A continuación se ejecuta el barrenado, cuña desviadora y SLT (Selective Tool Landing, herramientas selectivas de anclaje). A medida que el SLT entra en el ICC se auto-gira y aterriza en la ICC. Además de establecer cizallas en los tornillos de la SLT y fijarlo en su lugar.

Este SLT incluye un pistón de orientación que se auto-orienta en la herramienta y lo ubica en función de la orientación. Tiene un interruptor de cierre que se integran en el perfil de cierre del niple. Cuenta con una barrera de residuos que mantendrá separados los desechos de la perforación causados por las incrustaciones de las cuñas.

Cuando el ensamblaje está completo se ejecuta en el agujero, la SLT entra en el perfil RapidAccess que se auto-orienta y si las cuñas no son diseñadas para el descenso en este perfil y funcionan a uno más bajo, la herramienta simplemente recorrerá a través de este perfil, no se detendrá al descender y luego continuará funcionando en el agujero hasta que el perfil de las cuñas se acoplen para su anclaje. Dejando un peso entre cinco y diez mil libras de cizalla y tendrán tornillos internos de corte que permite que el mandril interno se deslice hacia abajo, detrás de estas cuñas de bloqueo.

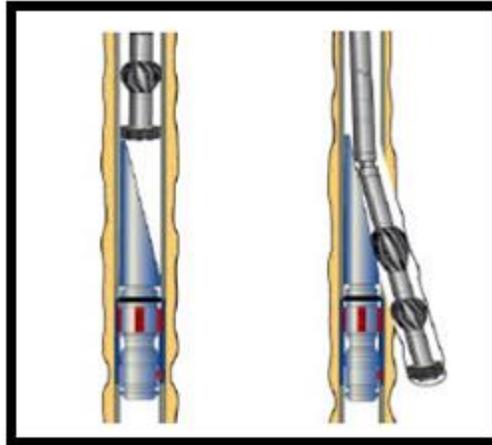


Fig. 3.1 Varilla de cizalla y la ventana perforada

La varilla de cizalla que conecta la barrena con la cuña desviadora y la ventana se perfora según el plan. Antes de perforar el lateral, la cuña se puede sustituir por una versión más o menos recuperable si es necesario, llamada RDT (rotary drilling tools). Esto se haría si el lateral llevara una gran cantidad de tiempo para terminar. El pozo entonces se perfora según sea necesario.

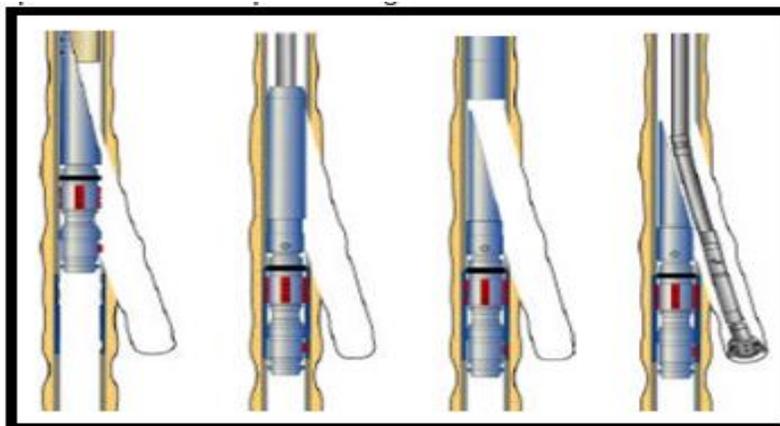


Fig. 3.2 Sustitución de la cuña desviadora y perforación lateral

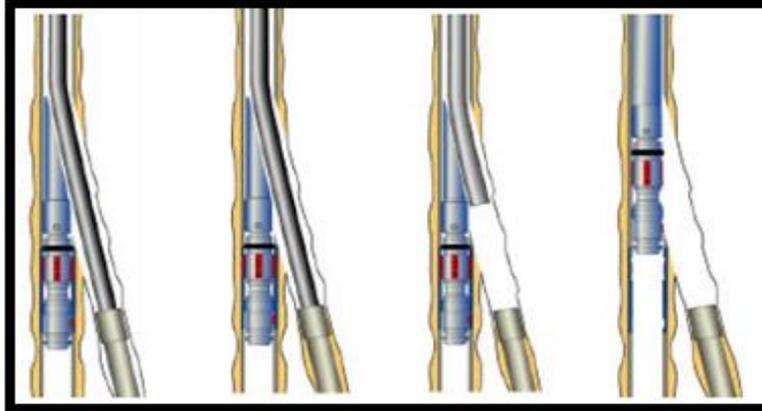


Fig. 3.3: Ejecución de revestimiento, liberación de revestimiento y recuperación de la cuña desviadora.

El RapidAccess permitirá una unión nivel 2 (diámetro principal entubado y conexiones en el agujero abierto). Sin embargo, podemos ejecutar un drop off-liner para mayor estabilidad del lateral y si se requiere aislamiento, este revestimiento puede ser cementado en su lugar. El ICC permanece en la sarta principal y permite el reingreso durante la vida útil del pozo.

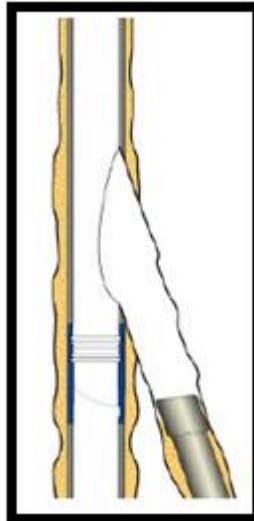


Fig. 3.4 Unión RapidAccess instalada

3.2.1.2. RapidConnect™

RapidConnect es un sistema para un nivel 3 que proporciona un lateral conectado al pozo principal. El nivel 3 se basa en el perfil de la unión del RapidAccess ICC niple. Como recordatorio, el ICC está en la sarta principal del casing, y no se necesita ninguna orientación.

La clave del sistema es la capacidad para lograr la conectividad en un cruce elaborado por medio de una plantilla y una herramienta de tieback conector. El primer elemento: la plantilla tiene una forma de ventana precortada que se coloca

adyacente a la ventana perforada de fondo de pozo, y una serie de guías que permitirán otro componente, el conector corre a través de él.

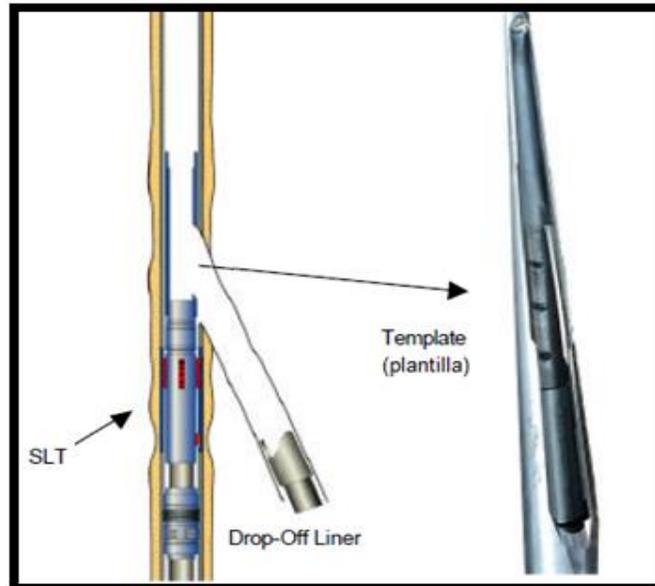


Fig. 3.5 Plantilla Connect Rapid

La segunda pieza: el conector se acopla físicamente al agujero principal con un liner drop-off (o agujero abierto) de cierre en la plantilla, creando el nivel 3 de ensamblaje con una conexión estructural muy fuerte (pero reduciendo ID debido a la propia plantilla).

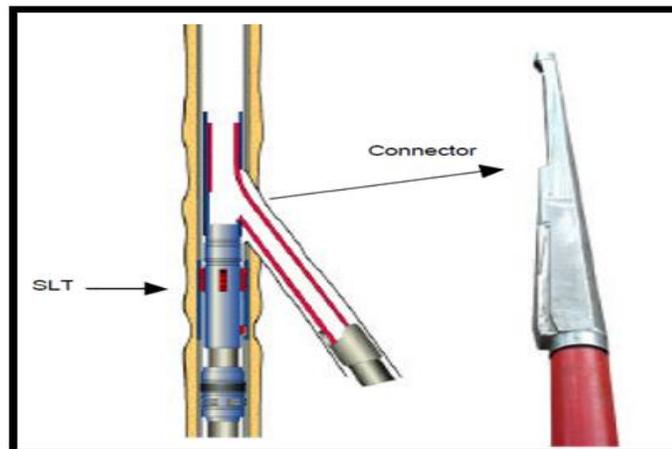


Fig. 3.6 Conector Rapid Connect

Algunos de los beneficios del sistema serán:

1. Puede ser instalado en una ventana perforada que ha sido creada por un sistema de barrenado con empacador convencional o mediante una ventana perforada por medio de RapidAccess. Si el ICC no se llevó a cabo en la sarta principal, un empacador multilateral se puede ajustar con un adecuado sub orientador al anclaje del SLT y la plantilla.

2. La unión se crea entre la plantilla y el conector (no con el casing principal y el conector). Esto es una ventaja porque la plantilla tiene una forma de pre-corte, por lo que la unión será perfectamente ensamblada y es más homogénea para cualquier intervención a través de la unión durante la vida útil del pozo.
3. Dado que el conector se acopla en la plantilla, la formación no empujará al conector de salida.
4. El reingreso por cualquier medio, sólo limitado por el ID del sistema.
5. El espacio entre el conector y la plantilla es mínimo; impidiendo la circulación de arena por el agujero principal.
6. El sistema se instala en 2 viajes. Por lo tanto la reducción del tiempo y de equipo necesario.

Resumen del procedimiento de ejecución:

1. Barrenado de la ventana según el procedimiento RapidAccess. Recuperar la cuña desviadora.
2. Ensamblar el SLT y Template (plantilla) usando un espaciador, si es necesario para colocar el template en el centro de la ventana multilateral perforada, creada por RapidAccess. Este es el mismo espaciamiento que se utilizó al crear la unión. El ensamblaje se construye en el orden siguiente (suponiendo el programa de compresión que se ha fijado por debajo de la ventana con una PBR); juntas, localizador, SLT, el espaciador (si es necesario), Template (con PBR integral). RIH en drill-pipe.
3. Si existe un empacador de producción por debajo de la ventana, RIH hasta que el subsistema localizador se acople en la parte superior de la PBR. Luego continúe RIH hasta que el SLT defina el perfil ICC niple. Esto posiciona la ventana de la plantilla frente a la ventana barrenada en el casing.
4. Coloque la herramienta en funcionamiento en el conector y ejecute con una herramienta MWD, asegurándose que la cara de la herramienta este alineado con el lado alto del conector.

5. Ejecutar el conector en el agujero lentamente hasta que la herramienta en funcionamiento se acople con el perfil de muleshoe en la parte superior de la plantilla, esto orientará el conector a la ventana en la plantilla. Establecer hasta cizallar los pernos de retención. El conector es ahora libre para correr por los carriles y hacia fuera del lateral.



Fig. 3.7 Conector acoplado en la plantilla

6. Si hay una caída de presión en los liner laterales, bombear lentamente hasta que el aumento de presión se observe, lo que indica que el conjunto de sello ha entrado en la parte superior de la PBR de los liner. Continuar la ejecución hasta que se observa un poco de lastre. El conector se ha instalado y la unión se ha creado. Si no hay ningún liner en el lateral, una sección completa de liner se puede ejecutar mediante el conector. La herramienta en funcionamiento se libera y recupera
7. El sistema está listo para realizar la terminación.

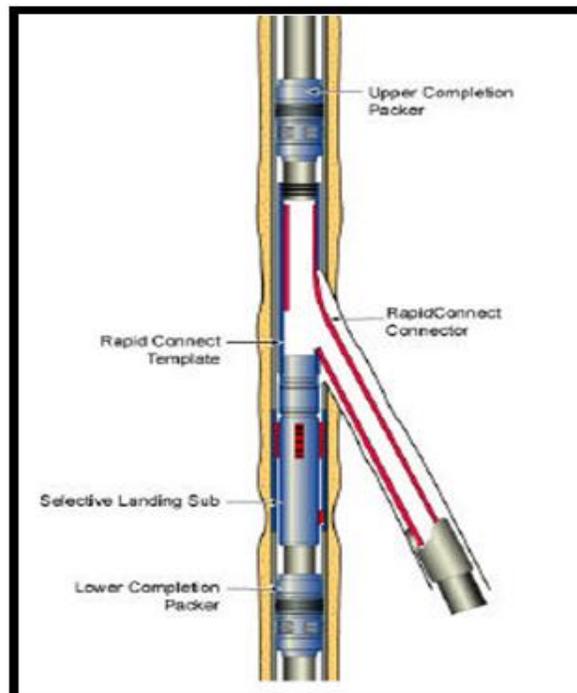


Fig. 3.8 Sistema completo Rapid Connect

3.2.1.3. RapidTieback™

El RapidTieback™ es para el nivel 3 del sistema multilateral de Schlumberger (Secure Oiltools) que permite el acceso en ambos a diámetro completo, agujero principal y los laterales. El sistema se basa en una articulación en la ventana pre barrenada que contiene una camisa interna de material sintético de poliuretano perforable y está envuelta en el exterior con fibra de vidrio para evitar que colapse durante las operaciones de cementación. Antes de cementar el casing madre, la ranura tiene que ser orientada por medio de un estudio giroscópico de sub-orientación que se coloca en la parte superior de la articulación para que indique la orientación correcta de la abertura de la ventana.

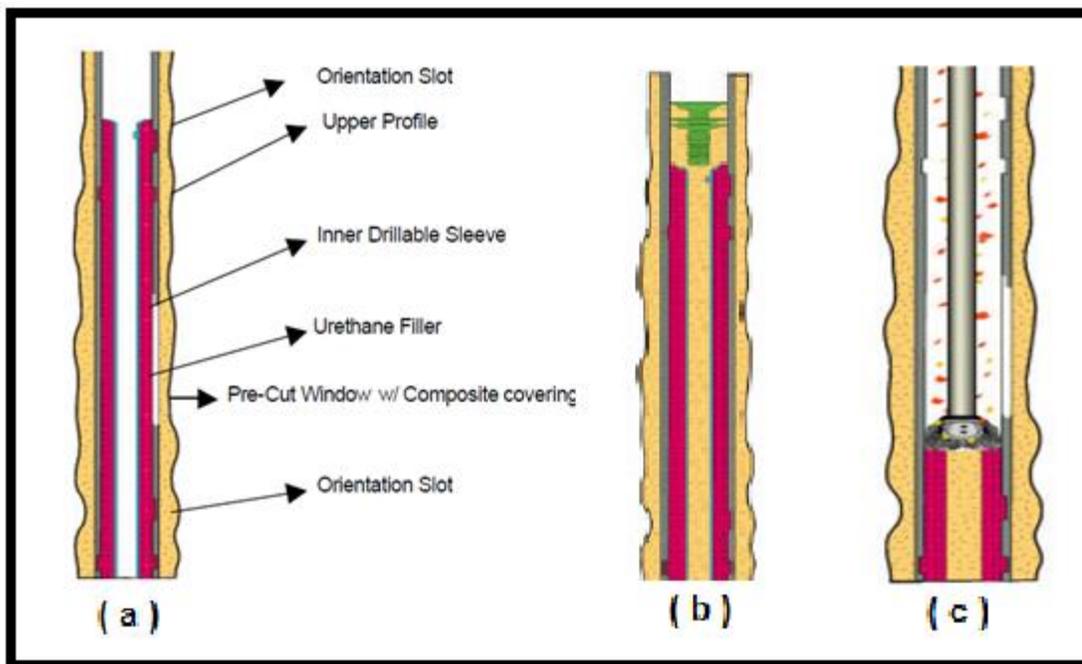


Fig. 3.9 (a) Componentes Rapid TieBack. (b) Cementación de la articulación de la ventana. (c) Perforación por fuera de la camisa interior

El RapidTieback™ con articulación en la ventana tiene un diseño de dos perfiles de localización, en la parte superior y la parte inferior de la articulación, cada uno compuesto de un perfil localizador de profundidad y una ranura de orientación. Los perfiles inferiores definen la profundidad y la orientación de una cuña desviadora, mientras que los perfiles superiores definen las mismas variables para el ajuste del valor retenido y recuperar las herramientas en funcionamiento.

El casing madre se cementa en su lugar (es necesario utilizar un tapón limpiador especial - dart- capaz de pasar a través del diámetro interno reducido debido a la camisa de poliuretano en el interior de la articulación). El material sintético se

perfora mediante una barrena PDC y se realiza el montaje del motor. El pozo es limpiado antes de ejecutar el ensamblaje de fondo deseado, para perforar en la parte inferior los laterales si es aplicable.

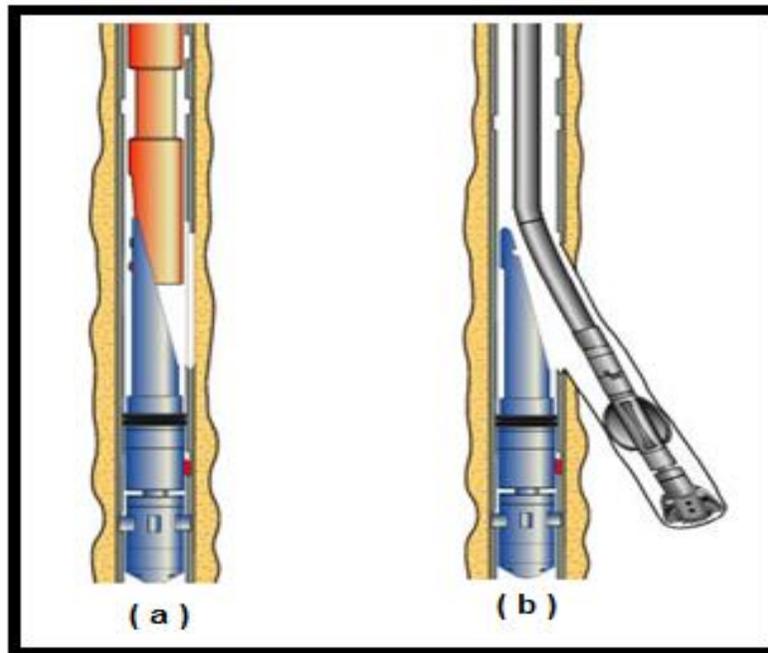


Fig. 3.10 (a) Instalación de la cuña desviadora por la ventana. (b) Perforación por la ventana

El lateral inferior está perforado, y una cuña desviadora se fija en su lugar con base en los bajos perfiles de localización de la articulación de la ventana, con un conjunto especial de keys localizadoras de profundidad y orientación de la parte inferior de la cuña desviadora (herramienta de mono-posicionamiento). La ventana se perfora hacia fuera y los lateral a una profundidad total. La conclusión es ejecutar en el agujero un tieback liner que se coloca en la articulación de la ventana para la apertura, el mantenimiento de un acceso a diámetro completo como se ha mencionado antes a través del agujero principal y de los laterales.

Este tieback es un mecanismo que retiene el liner lateral a la ventana prebarrenada de la creación de un TAML nivel 3 de conexiones. El tieback ejecuta o configura las herramienta que utiliza la ventana de perfiles para conexiones de localización superior, una vez situado con el perfil de profundidad del localizador, una bola se deja caer y la presión aumenta, la activación de un mecanismo de embrague que permite la rotación de la sarta de perforación y el montaje del tieback pero no de la sarta liner.

Mediante la rotación de la herramienta en funcionamiento, un key de orientación se enganchará en la ranura, liberando al mismo tiempo un Kelly que golpeará y moverá el tieback hacia abajo y se establece el conjunto de lengüetas contra el perfil de la ventana pre-cortada. La herramienta de configuración se libera hidráulicamente y detiene los perfiles de localización. La cuña desviadora se

recupera con un gancho hidráulico que al igual que en las operaciones anteriores, se colocó en el perfil de profundidad de localización y la orientación del gancho hacia la ranura de recuperación por medio de la key de orientación.

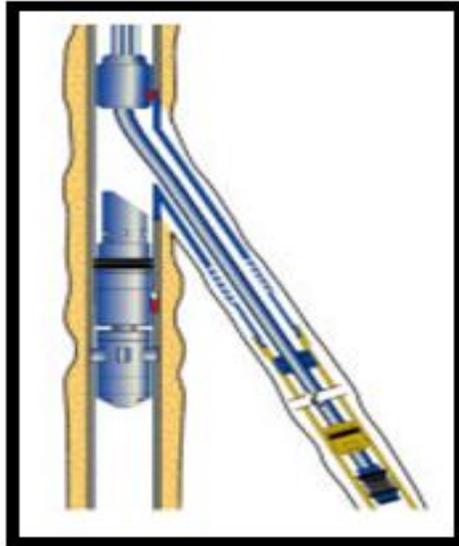


Fig. 3.11 Instalación de Rapid Tieback

Por último, dado que los MLPS es un nivel 3, y no hay sello en la unión, un codo flexible en la ventana se puede ejecutar mediante una herramienta de funcionamiento hidráulico que aterriza en el perfil de profundidad superior y la orientación con un key como parte del codo que da la alineación correcta de esta a la abertura de la ventana.

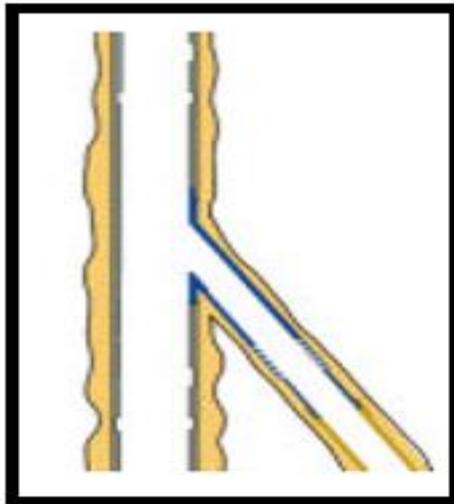


Fig. 3.12 Terminación de la ventana de conexión

El acceso a la lateral se reduce. El pozo está entonces listo para su posterior terminación y las operaciones de perforación.

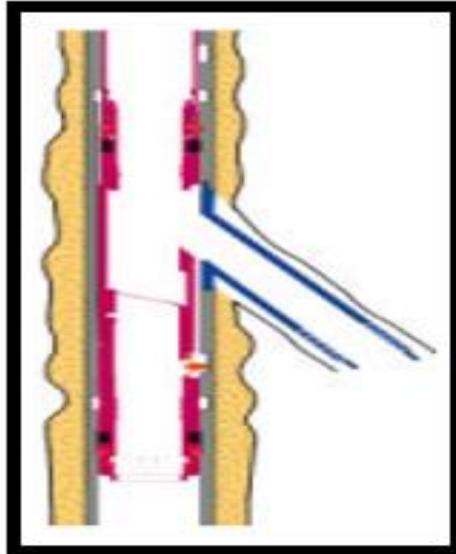


Fig. 3.13 Desviador instalado en la conexión.

El diseño único de los perfiles de asentamiento en la articulación de la ventana, permitirá fácil reingresos a los laterales. El método más sencillo, que se aplica por lo general, donde el costo de intervención del equipo de perforación es bajo será la creación de una cuña desviadora o casing de desvío inferior a los perfiles de conexiones en las ventanas, dejando a la deriva el acceso completo a través de la abertura. El procedimientos de funcionamiento sería el mismo que cuando se configura la cuña para la sarta de salida de la ventana; ubicar la profundidad del fondo en los perfiles de localización, entonces orientar hasta que la key de cierre este en el perfil de orientación

- **Ventajas y desventajas de un Nivel III Rapid Tieback**

El tieback mecánico se ha definido como un medio para conectar mecánicamente el revestimiento lateral a la sarta del casing principal. El primer sistema mecánico fue Sperry-Sun's LTBS, diseñado para permitir múltiples laterales a perforar, colgado y sujeto de nuevo al casing principal, sin el uso de cemento. El colgador de este sistema es anclado en un perfil al casing principal de revestimiento, y una entrada móvil está entrapada y bloqueada en su sitio, dejando al pozo principal abierto, pero parcialmente obstruido.

En cualquiera de los sistemas de tieback, la cuña desviadora se puede mover de la primera ventana perforada a la siguiente, en cualquier orden deseado. Este sistema no fue diseñado originalmente para proporcionar un sello hidráulico. Sin embargo, las tolerancias de ventana-colgador se controlan con el fin de evitar que los sólidos entren en el pozo principal a través de la ventana cerrada en la zona de conexión. El sistema mecánico Tieback disponible actualmente limita el tamaño de revestimiento y el ID del soporte del colgador.

Una de las ventajas más importantes de los sistemas de tieback de nivel 3, es la posibilidad de incluir un procedimiento de cementación por etapas en el lateral para asegurar una integridad medida del sellado hidráulico para la unión lateral (convertir en nivel 4). Cada uno de estas aplicaciones cementadas requiere re-entrada en el lateral con el fin de perforar o precipitar el limpiado y la etapa de cementación del equipo.

Consolidar la unión es una opción, pero no es un requisito del sistema mecánico tieback. El tieback mecánico del colgador se lleva a cabo dentro de un diseño especial, el pre-barrenado de la ventana del casing acoge y se une al colgante tieback lateral en el diámetro exterior del casing. Una vez que anclo en su lugar, el colgador está bloqueado en la posición de anclaje y no más allá de la cementación o se requerirán operaciones mecánicas. El sistema Schlumberger RapidTieback se ha aplicado en diferentes ocasiones con éxito en la Faja del Orinoco (Venezuela), donde las características del yacimiento son complejas y requieren el uso de multilaterales para la tecnología y una explotación más eficiente.

- **Algunos Pros y contras de los sistemas de Tieback son:**

Pros

1. Proporcionar tieback mecánico al liner lateral del casing principal.
2. Elimina la necesidad de operaciones de cementación cuando no se requiere sello en la unión.
3. Elimina ciertas operaciones de barrenado con mayor riesgo.
4. Proporciona un ID sin restricciones dentro del pozo principal y laterales.
5. Permite reentrada selectiva durante la vida útil del pozo

Contras

1. No proporciona aislamiento hidráulico
2. Aplicaciones de control de arena pueden requerir operaciones de cementaciones laterales para completa la exclusión de arena, dependiendo del diseño específico de exclusión de arena necesario.

Aplicación

1. La protección del colgante, liner ranurado, tubería perforada, etc. En el lateral, sin necesidad de cemento.
2. Reducir el tiempo de exposición en velocidad o yacimientos de fluidos sensibles.
3. Terminaciones en la permeabilidad inferior o yacimientos fracturados
4. Aplicaciones de depósito de aceite térmico y pesado.

3.2.1.4. *RapidSeal*TM

El sistema de nivel 6 de Schlumberger, *RapidSeal*TM, consiste en un elemento de casing con dos secciones (etapas) juntas forman la unión. La unión se arma y reconstruye dentro del pozo así la integridad de la presión puede ser confiable (nivel 6). Con el fin de colocar la unión en el pozo, las etapas se comprimen a un diámetro exterior combinado e igualando a la pieza más grande del casing.



Fig. 3.14 Salida comprimida dentro de una "casing simulado de 13 3/8.

Después de que se instala en el pozo las etapas se reforman a la geometría original por medio de la herramienta de expansión del cable metálico. Esta herramienta proporciona una operación de expansión suave que se supervisa y se controla desde la superficie. Esta expansión se hace por completo en un solo viaje, lo que reduce el tiempo de uso del equipo sobre los sistemas de la competencia.



Fig. 3.15 conexiones reformadas dentro de una simulación de 17 "ID

La unión se construye con dos etapas redondas por lo tanto se comprimen durante el proceso de fabricación como se ve en la figura anterior. Esto permite que las etapas se bifurquen al tamaño del casing principal como el cuerpo de la unión. A modo de ejemplo, un 9-5/8 "unión RapidSeal™ se deriva un 13-3/8" con un diámetro interior de 12,25".

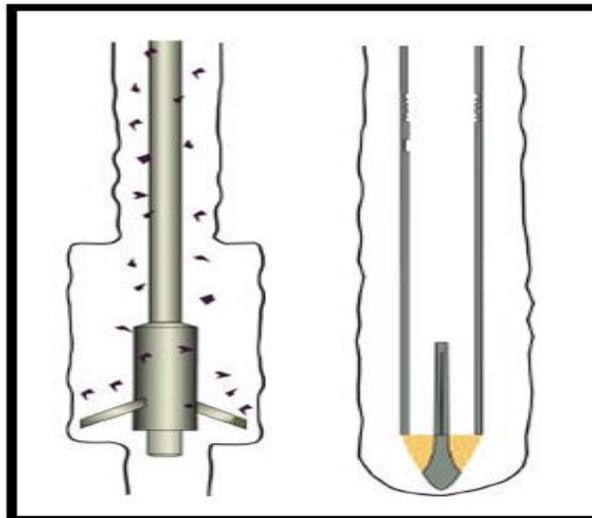


Fig. 3.16 Ensanchamiento de la sección del pozo para RapidSeal™

El primer paso consiste en perforar una sección underreamed (bajo barrenado) en el punto de instalación previsto para la unión. (Si la unión es un 9-5/8 "entonces la sección underreamed será de 17"). La unión es ahora dirigida al fondo del pozo con la zapata en la sarta de revestimiento. El extremo de la unión tiene un "descubridor de agujero" que mantiene la unión en el centro del agujero y actúa como un desviador posterior, cuando los laterales se perforan hacia afuera.

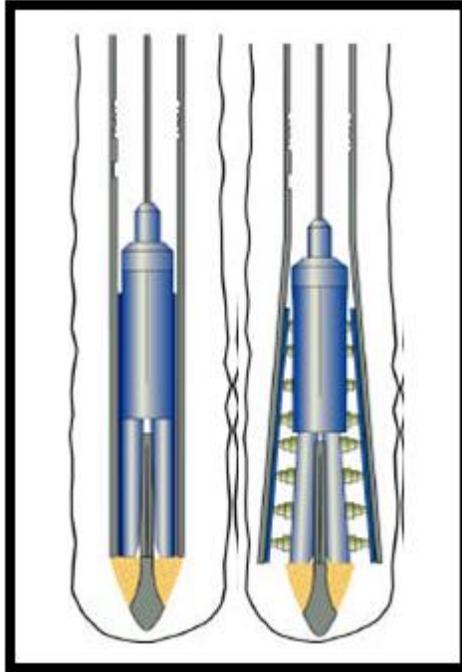


Fig. 3.17 Ejecución de la herramienta de expansión

La herramienta de expansión Wireline se ejecuta en el agujero. Esta herramienta verifica la orientación de la unión. Si la unión se ejecuta en la sección horizontal de un pozo se tendrán que posicionar horizontalmente (de lado a lado) y no verticalmente (una sobre la otra) de las etapas. Esta herramienta de expansión va a reformar (no ampliar) las etapas, mientras que una corriente eléctrica se envía desde la superficie, la herramienta transforma a la presión hidráulica en una fuerza que actúa en contra de un conjunto de pistones que empujan la carga de la herramienta contra las piernas de la unión. La línea fija enviará la señal en tiempo real que permite una indicación de la redondez de las piernas.

Un retenedor de cemento se instala a continuación por debajo del perfil y por encima de la unión RapidSeal™, preferiblemente el dispositivo de retención se ejecuta en línea fija para ahorrar tiempo del equipo. La herramienta de configuración del anclaje de los retenedores de cemento con el perfil que proporciona una colocación positiva de la retención del cemento. La unión se consolida luego de usar el procedimiento estándar de doble conexión wiper.

Cuando se establece el cemento, el dispositivo de retención se perfora con un localizador en la sarta y con la profundidad de la unión de las dos etapas para asegurarse de que la broca no va a dañar la unión durante la perforación del cemento

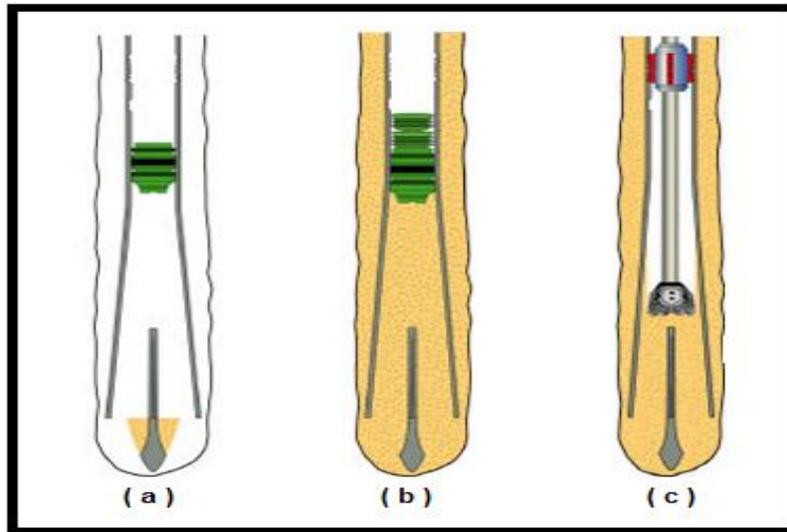


Fig. 3.18 (a) Trabajo de cementación. (b) Sistema de retención y Dual Plug. (c) Perforación

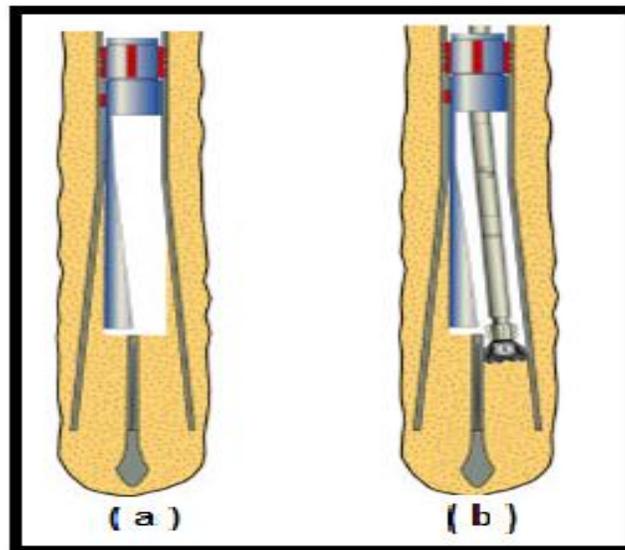


Fig. 3.19 (a) Ejecución del desviador. (b) Primera perforación Lateral

El siguiente paso consiste en perforar el primer lateral. Un desviador está orientado en la superficie en ambos lados. El desviador se dirige un poco hacia la etapa correcta para limpiar el cemento y luego perforar el lateral hasta la profundidad total. El descubridor de agujero en la parte inferior de la conexión dirige la broca en un ángulo de 2 grados de distancia desde el otro lateral.

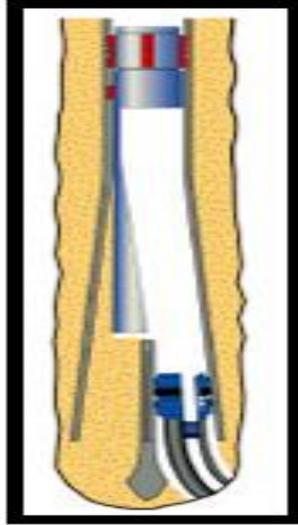


Fig. 3.20 Establecer RS Liner Colgante

Para instalar el revestimiento en el lateral es necesario que el liner colgador se mantenga en su lugar. Este liner colgador es necesario para mantener la presión y el peso del revestimiento durante el acoplamiento en una sección muy corta en la unión de la etapa. El liner colgador RS es único para esta aplicación. La terminación se encuentra exactamente debajo del Liner Colgador RS, tiene un perfil nipple para establecer un tapón. Este tapón debe aislar la terminación de esta etapa y la culminación de la otra, mientras que la perforación y terminación estén finalizadas.

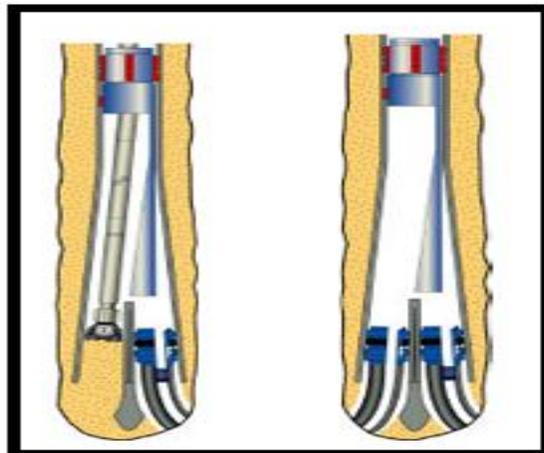


Fig. 3.21 Ajuste del desviador y la barrena de regreso.

El procedimiento se repite ahora en la segunda etapa. Para ello, el desviador se arrastra, la clave para la orientación invertida es que el desviador se vuelva a ejecutar. Esto hará que la broca se desvíe en el trayecto restante. Desde la otra

terminación lateral ya se tiene un dispositivo de aislamiento por lo tanto en la siguiente etapa puede dejarse abierto.

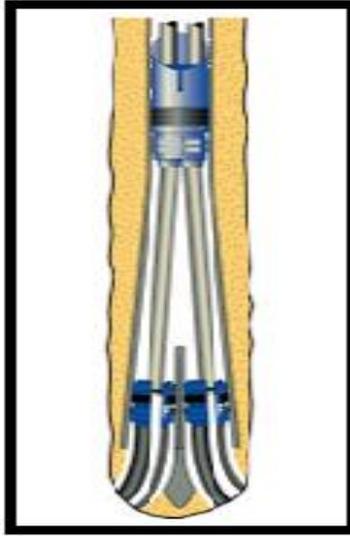


Fig. 3.22 Esquema final con el sistema de terminación de acceso doble

Por último, los laterales están terminados y tienen que estar sujetos a la superficie. La imagen muestra el sistema de acceso dual. Esta debe ser la forma más común para terminar la unión. Mediante el uso de una sarta se perfora cada lateral y se coloca un empacador dual, la unión está aislado de cualquier presión del yacimiento y se puede acceder a cada lateral. Para ejecutar este sistema DualAccess (empacador dual), dos sartsas de tubería y los sellos son ejecutados todos juntos.

Como el montaje entra en la unión se debe girar para alinear las sartsas de tubería con los ganchos de revestimiento RS. Un conjunto de sello será inútil en el liner colgador si está colocado en el centro del hueco de la unión mientras que los demás conjuntos de sellos se establecen en el centro. Ahora que el conjunto está en la posición correcta se establece el empacador dual. El resto de la terminación está conectada por medio de un retenedor rápido que orienta y encaja en la parte superior del empacador dual.

3.2.2. Herramientas Baker Oil

3.2.2.1. Sistema WindowMaster™ & TorqueMaster™

Las Herramientas de Baker oil nivel 2 del sistema multilateral proporciona una unión que incorpora un pozo principal entubado y cementado con un agujero lateral abierto que se puede completar sin zapata o con un revestimiento ranurado o criba. Si se desea una orientación permanente y un punto de control de

profundidad para futuros trabajos de re-entrada, se puede utilizar un programa de compresión multilateral permanente con una cuña desviadora de WindowMaster™ un sistema de salida del casing. Sin embargo, si el acceso a través del diámetro completo del pozo principal es la principal preocupación, un empacador recuperable multilateral puede usarse debajo de la cuña desviadora de WindowMaster.

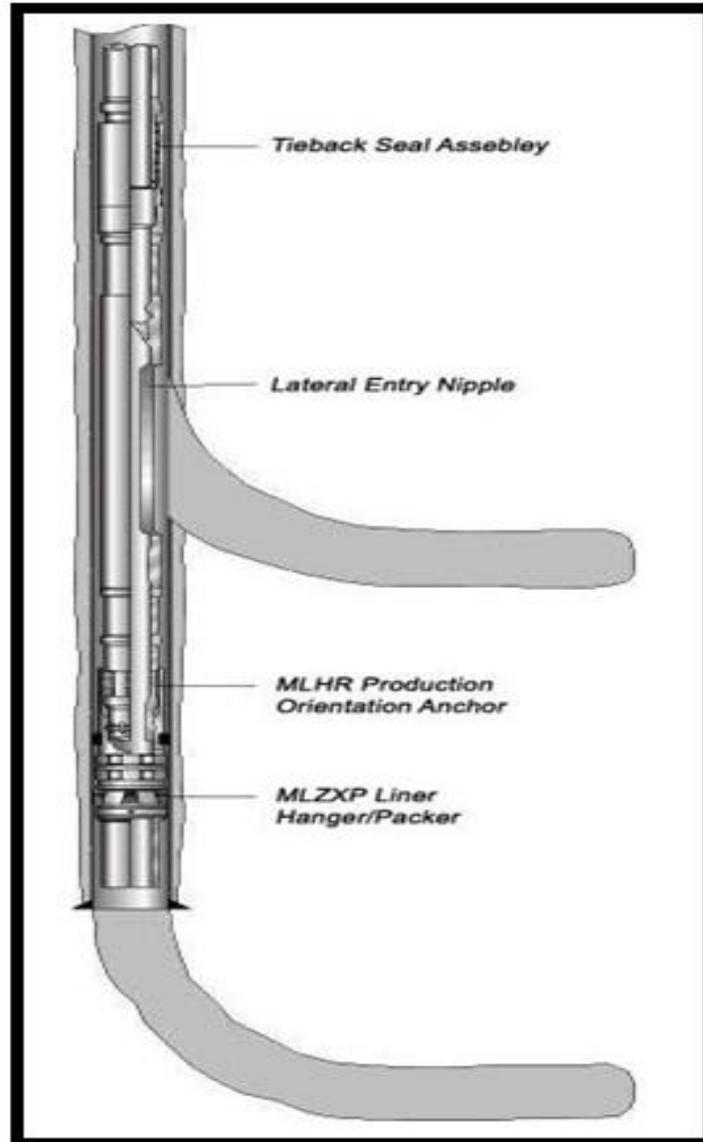


Fig. 3.23 Baker WindowMaster™ cuña desviadora en un sistema de salida del casing.

El nivel 2 multilateral con un punto de orientación permanente se construye mediante el establecimiento de un programa de compresión multilateral permanente (MLZXP™ Liner Hanger / Packer o ML TorqueMaster™ Packer) en el pozo principal entubado directamente por debajo de la profundidad de kickoff deseado. Después del empacador multilateral la ejecución de orientación se

realiza, el conjunto de perforación WindowMaster se ejecuta orientado hacia la superficie y se ancla en el empacador multilateral.

La ventana barrenada y la perforación del lateral se realizan, entonces el conjunto de la cuña desviadora de WindowMaster se recupera. Cuando la producción necesite aislarse durante la vida del pozo, una herramienta de Baker Oil se pone en funcionamiento, esta comprende una camisa deslizante en conjunción con una sarta tieback y el empacador de producción de las herramientas de Baker Oil que se establece por encima del punto de salida del casing. Cuando está abierto, la camisa permite la producción mezclando las dos zonas en la superficie. Sin embargo, la camisa se puede cerrar para cerrar el flujo de la formación lateral. La opción de terminación con la camisa deslizante no permite el reingreso al lateral superior.

- **Sistema de reingreso**

Si se desea re-ingreso en el lateral, una herramienta de Baker Oil lateral de entrada niple (LEN TM) se pueden utilizar en lugar de la camisa deslizante. Esta herramienta LEN se establece a través de la tubería de re-entrada en el orificio lateral cuando sea necesario. En la producción el aislamiento del lateral superior todavía es posible mediante el uso de una camisa de aislamiento que se puede colocar a través de la abertura del orificio lateral superior de la herramienta de LEN.

Un método para recuperar el empacador de Nivel 2 multilateral es instalarlo del mismo modo que la opción del empacador permanente, sin embargo, el empacador multilateral (recuperable TorqueMaster) y WindowMaster se ejecutan conjuntamente, orientan simultáneamente usando MWD y la TorqueMaster recuperable, a continuación se establece con presión anular. Después de perforar el lateral, el WindowMaster y el acoplamiento TorqueMaster son recuperados, dejando el acceso de trayecto completo al pozo principal.

3.2.2.2. MLZXP liner colgante

El empacador multilateral (MLZXP Liner Hanger / Packer o TorqueMaster Packer) se encuentra en el pozo principal entubado en un punto de profundidad deseado que permite el kickoff de salida. Después de ejecutar el empacador de orientación multilateral, el conjunto de barrenado WindowMaster es orientado en superficie para ejecutar y es anclado al empacador multilateral. A continuación, se realizan las perforaciones de ventanas y laterales en conjunto se recupera la cuña desviadora WindowMasterTM

Un desviador de flujo continuo es opcional, puede ejecutarse y anclarse en el empacador multilateral. Un revestimiento ranurado que esta enganchado de un

liner colgador / empacador de producción, se ejecuta en el lateral y el empacador se localiza en el pozo principal. El liner ranurado y el desviador de flujo continuo permiten una producción mezclada.

El flujo a través del desviador puede ser eliminado. En su lugar, un conjunto de conexiones inclinadas se utiliza con la manipulación de la tubería de perforación en la superficie con el fin de desviar el liner ranurado en el lateral. Al igual que en la configuración anterior, el liner colgador / empacador de producción, se establece, apoyando el lateral al pozo principal. Ninguna de estas opciones permite el acceso al pozo principal de la formación, debido a la presencia de la camisa ranurada a través de la unión.

3.2.2.3. Sistema de suspensión HOOK™

La Herramientas Baker Oil HOOK colgante en sistemas multilaterales ofrece una unión apoyada mecánicamente en el pozo principal entubado y cementado con la apertura lateral. El lateral se completa con un liner lateral anclado (pero no cementado) al pozo principal creando una conexión de Nivel 3.

En primer lugar se establece un colgador / empacador (Hanger Liner standard / Empacador o Empacador TorqueMaster) en el pozo principal entubado a una profundidad para permitir el punto del kickoff de salida deseado. Después se ejecuta un empacador multilateral de orientación, el conjunto de perforación WindowMaster orientado a la superficie se ejecuta y es anclado en el empacador multilateral. A continuación, se realizan la perforación de la ventana y el lateral, en conjunto se recupera la cuña desviadora de WindowMaster™.

Usando el sistema de herramientas de Baker Oil HOOK™, se permitirá la reentrada selectiva en el lateral y el pozo principal. El HOOK Hanger es una unión de casing con un orificio principal de pre-corte, el perfil interno orienta el reingreso, y se coloca el HOOK por debajo de la ventana pre-barrenada que está diseñada para atrapar y "colgar" el liner lateral en la parte inferior de la salida de la ventana del casing. El reingreso se realiza utilizando un módulo de reentrada lateral o pozo principal como un ensamble de fondo de pozo en la tubería o tubería flexible.

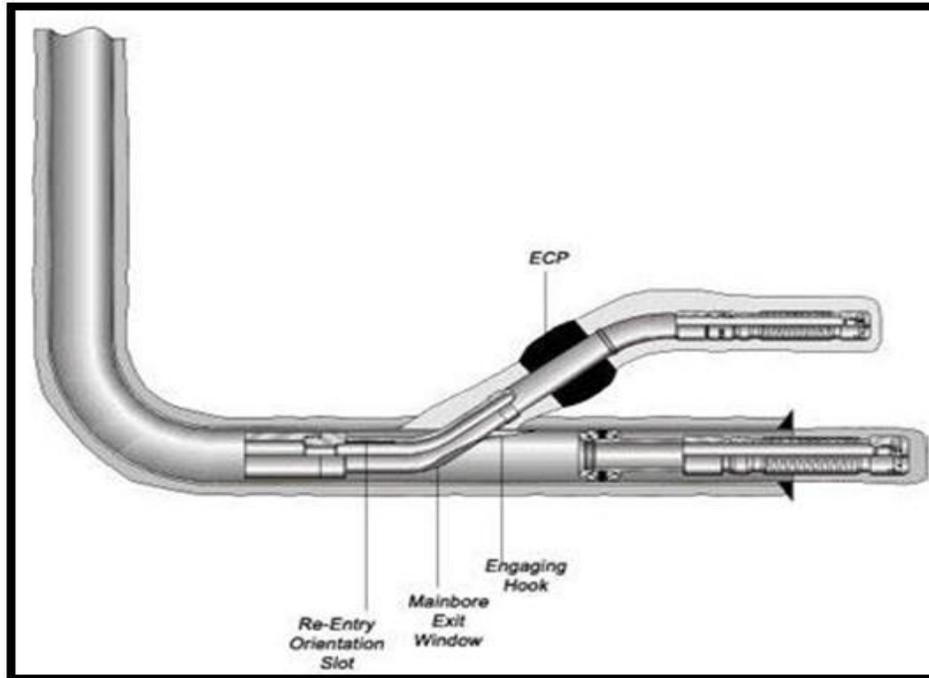


Fig. 3.24 Sistema Baker Hook Hanger™

3.2.2.4. Sistema nivel 4 ML

Una herramienta de Baker Oil Nivel 4 para sistemas multilaterales proporciona un cruce en el que el pozo principal y el lateral están entubados y cementados, proporcionando soporte mecánico máximo a la zona de unión. Las herramientas Baker Oil nivel 4 de unión multilateral se llama SystemSM ROOT.

Con la instalación de equipamiento adicional a la terminación de Baker, tales como camisas deslizantes o herramientas Baker Oil Niple de re-entrada lateral (LEN™), el aislamiento de la producción y la capacidad de re-entrada en cualquiera agujero del pozo también es posible con este sistema multilateral de Nivel 4.

3.2.2.5. Sistema ROOT™

Los sistema de herramientas Baker Oil son el fundamento básico del método para la creación de un nivel 4 o nivel 5 de terminación multilateral. A las herramientas Baker Oil MLZXP Liner Hanger Packer o ML TorqueMaster Packer se ejecuta en colaboración con Baker Oil Tool System ML con la cuña desviadora para crear la ventana de salida del casing. Después de perforar el lateral, el casing lateral se ejecuta y se cementa en posición, la parte superior de la camisa se extiende hacia atrás a través de la salida del casing y en la parte del pozo principal del pozo. El orificio lateral puede ser perforado, estimulado y terminado según se requiera.

Después de terminar el lateral, una herramienta de ensamblaje washover se utiliza para lavar y recuperar no sólo la parte de la camisa lateral que se extiende en el pozo principal, sino también la cuña desviadora ML original y el conjunto de anclaje. En este punto, un sistema Root de nivel 4 se ha creado ofreciendo integridad mecánica completa a través de la unión. El equipo de terminación adicional está instalado para crear la integridad hidráulica necesaria para un sistema multilateral de Nivel 5. En primer lugar, un desviador Scoophead y el sistema de anclaje se ejecutan.

El sistema de anclaje se engancha y se orienta frente al empacador ML ubicado debajo de la ventana. Una vez que el desviador Scoophead se desengancha, la sarta de producción lateral se ejecuta a través de la válvula Scoophead de desvío, realizando el sellado con anterioridad en el empacador de producción establecido en el orificio lateral. El paso final en el proceso multilateral depende del tipo de producción deseada.

Baker Oil Tools Nivel 5 multilateral se pueden configurar para proporcionar una producción ya sea mezclada o aislado de cada zona en la superficie. Si se desea la producción aislada, Baker Oil Tools GT™ estándar de Empacador Dual se puede ejecutar directamente desde arriba unida con el desviador Scoophead. Si se desea que se mezclen las dos zonas, una herramienta de reingreso selectivo de Baker Oil (SRT™) junto con una herramienta Baker Oil de empacador estándar se puede ejecutar directamente desde arriba unida al desviador Scoophead.

El SRT es simplemente descrito como un bloque de "Y" invertida que relaciona la producción de ambas zonas. Re-ingreso selectivo en cualquiera de los agujeros todavía es posible con este sistema a través del uso de un desviador que se puede ejecutar en tubería flexible o fija y anclarla en el SRT. Este desvío está configurado en la superficie para bloquear selectivamente una etapa de producción y guiar la tubería flexible en la otra etapa multilateral. Una vez que la etapa destinada ha sido tratada o trabajada, el desviador se puede quitar y el pozo vuelve a ponerse en producción mezclada.

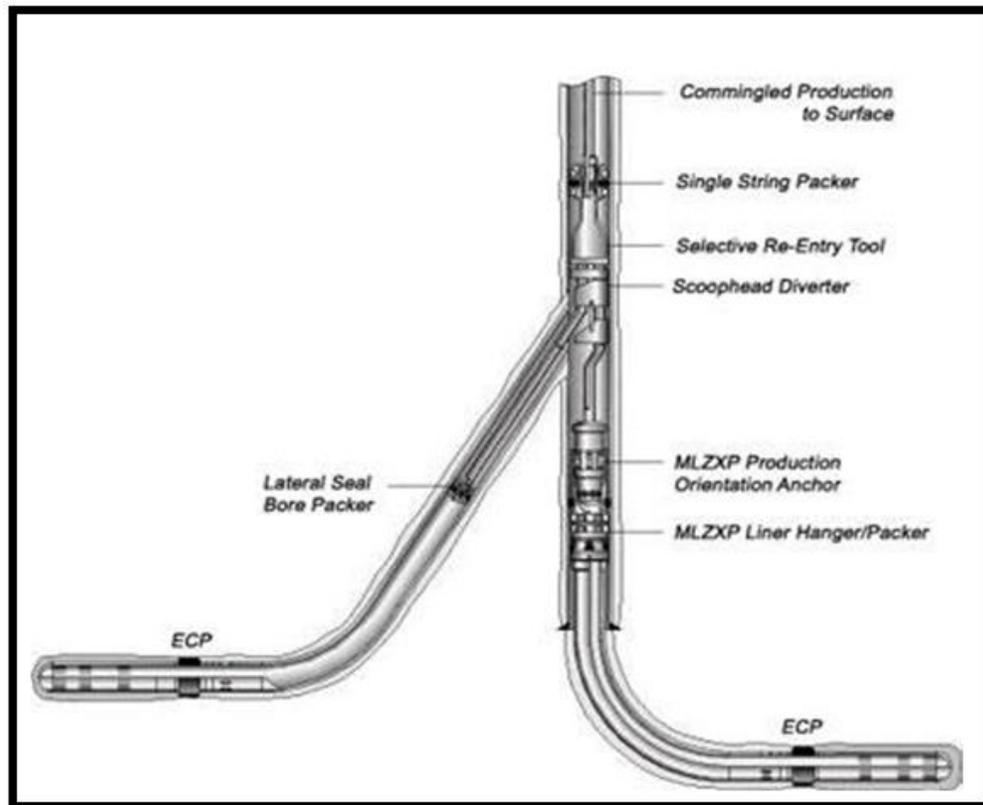


Figure 3.25 Sistema Multilateral Baker Root™

3.2.2.6. Conexión FORMation™

Las herramientas Baker Oil completaron el primer Nivel 6 multilateral del mundo con el sistema multilateral FORMation Junction™. Este sistema utiliza el casing para proporcionar integridad en la presión del área de unión. Esto difiere de los Niveles 5 del sistema multilateral que se basan en equipos adicionales de terminación de fondo de pozo para crear la integridad hidráulica de la unión. El sistema de FORMation Junction utiliza la tecnología metálica preparada para crear una unión multilateral que durante la instalación, tiene un diámetro exterior efectivo y menor que la suma de dos diámetros de las etapas laterales de unión del casing.

El sistema se ejecuta en un modo de preformado como parte de un casing estándar o una sarta de revestimiento que se puede ejecutar ya sea a la superficie o con un colgador de liner. El área de pozo abierto a la profundidad de anclaje de la unión está ligeramente barrenado antes de ejecutar la unión para proporcionar el espacio necesario para volver a formar la unión.

Una vez en esta sección barrenada, la etapa no circula, se vuelve a formar usando la tecnología de sellado. Entonces la perforación convencional y las técnicas de terminación se usan para terminar la construcción y la terminación del pozo. Después de crear el Nivel 6 multilateral, el aislamiento de la zona y la capacidad

de re-entrada en cualquiera de los pozos son posibles mediante el uso de herramientas adicionales de terminación de fondo de pozo.

El nivel 6 de FORMation Junction de salida del sistema multilateral ofrece varias ventajas con respecto a otros sistemas multilaterales. Entre los más significativos son la eliminación del pre-barrenado y la generación de los desechos, el acceso continuo al ID del liner en ambos orificios, el aumento y la capacidad de control debido al sello del casing, la capacidad de instalar FORMation Junction en una configuración "Top-Down" (de arriba hacia abajo), y finalmente la capacidad del sistema para usar el casing convencional en funcionamiento y las técnicas de cementación.

La terminación resultante ofrece la máxima flexibilidad con el mínimo riesgo y complejidad. Actualmente disponible en 9-5/8" (244.47 mm) la conexión superior con dos etapas de 7" (177,8 mm). Los principales componentes del sistema multilateral FORMation Junction son: el conjunto de ensamble pre-formado, un pre-instalado del desviador utilizado en el proceso de re-formar; desviadores de perforación para el futuro trabajo de reingreso y la ejecución de herramientas. Todos lo demás de cementación, perforación y terminación son herramientas de equipo estándar, no específico para multilateral.

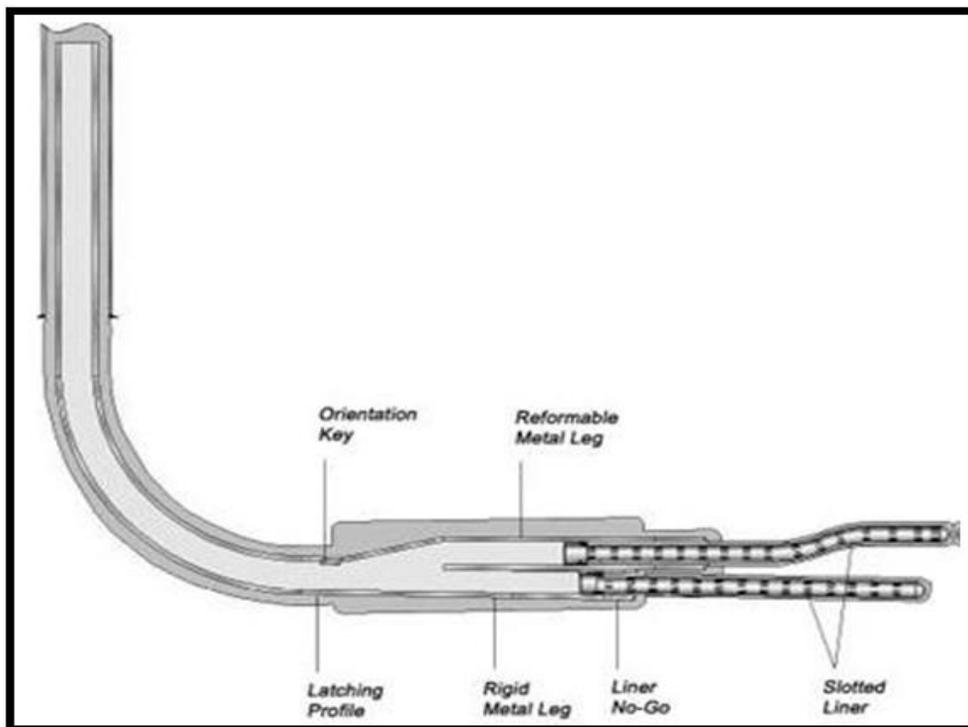


Fig. 3.26 Sistema multilateral Baker FORMation Junction™

3.2.2.7. Sistema Downhole Splitter™

Las herramientas de Baker Oil Downhole Splitter™ es un sistema único y es el proceso que permite que dos pozos distintos sean perforados, entubado y terminado para conducir a una sola superficie. Cuando esté terminado, cada pozo puede producir, funcionar y dar mantenimiento de forma independiente del otro. El Downhole Splitter™ de pozo es considerado como un nivel de TAML 6 multilateral, que las herramientas Baker Oil ha designado como un nivel 6S.

La incorporación del sistema Splitter Downhole puede tener un impacto significativo en la planificación y desarrollo de una plataforma costeras y en pozos submarinos. El Splitter Downhole puede reducir el tamaño previsto de la plataforma, lo que resulta en un ahorro considerable en el costo de desarrollar del yacimiento. El sistema también puede ser beneficioso en la drástica reducción del impacto en ubicación y lugares de tierras ambientalmente sensibles.

El Downhole Splitter se ejecuta en el agujero o en el casing de superficie y es enganchado fuera de la boca de pozo. Un conjunto de sellos de tipo especial orientador se ejecuta en el Splitter y se dirige a la primera etapa, que contiene equipos de flotación estándar. El Splitter y el casing se cementan en su lugar. La primera etapa se perfora a TD, se registra y el liner se ejecuta y se cuelga en el Splitter, etapa # 1.

El conjunto de sellos con una nueva orientación para la segunda etapa, y el proceso se repite. Dependiendo del tamaño / configuración de etapas, los pozos pueden ser vinculados de nuevo con liners tieback de tipo convencional y concluyen en dos terminaciones tipo monodímetro o mezcladas, si se desea. Aislamiento hidráulico y mecánico completo de alta presión se logra en la unión.

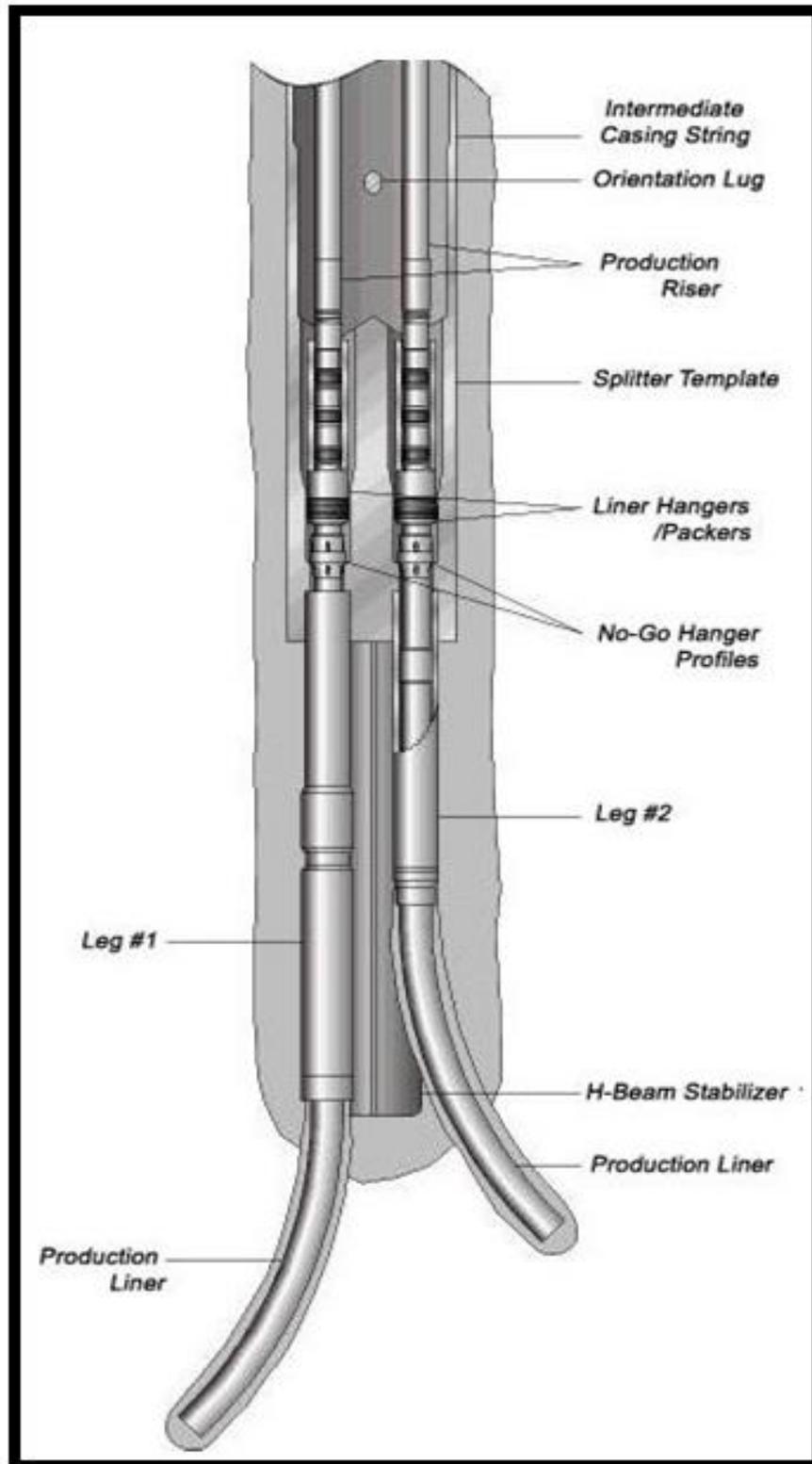


Fig. 3.27 Sistema Baker Downhole Splitter™

3.2.3. Ventanas Pre-fresadas, Systems Sperry Sun LatchMaster™

3.2.3.1. Sistema Multilateral Nivel 3 SSDS LTBS

El sistema LTBS fue diseñado principalmente para crear una unión en el nivel 3 para pozos multilaterales que requieren una integridad mecánica consolidada en la unión agua / aceite. Cuenta con un conjunto de ventanas pre barrenadas con un acoplamiento seguro orientado, sistemas libres de perforado, acceso a diámetro completo sin restricciones, la profundidad precisa y el control del azimut mediante el acoplamiento de enganche (permanentes para futuras intervenciones). El procedimiento de instalación básico es: Instalar la unión en la ventana pre-barrenada y cementarla en su sitio después de adquirir la orientación. Ejecutar el ensamblaje de la cuña desviadora y perforar el lateral según sea necesario. Ejecutar el liner lateral con el tieback colgador y descolgar. Recuperar la cuña de perforación.

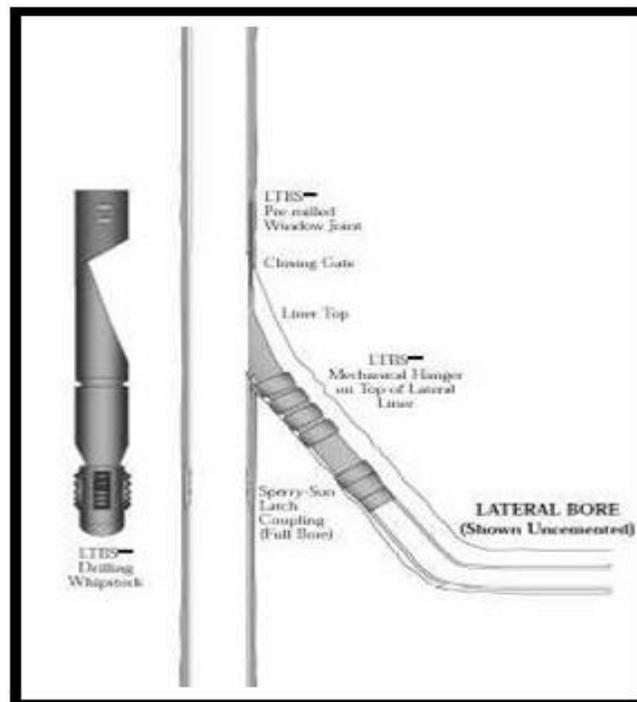


Fig. 3.28 Sistema Multilateral Nivel 3 Sperry Sun LTBS

3.2.3.2. Sistema Multilateral Nivel 4 SSDS RMLS

El sistema de RMLS está diseñado para crear una unión multilateral de nivel 4 para los pozos que requieren cemento en la unión. La unión cementada proporcionará una barrera contra la producción de arena, así como completar la desviación y el ID completo para ambos, el agujero principal y el lateral. La ventana pre-cortada se ejecuta conjuntamente con el RMLS en la sarta principal

orientanda. La cuña desviadora de perforación se ajusta con los perfiles de la ventana en la articulación. El lateral se perfora y la camisa es ajustada, se coloca el colgador en su lugar. La unión será entonces cementada y la cuña será recuperado por medio de un conjunto de tubo de perforación, se mantiene el acceso de diámetro completo, a la perforación lateral y principia la terminación.

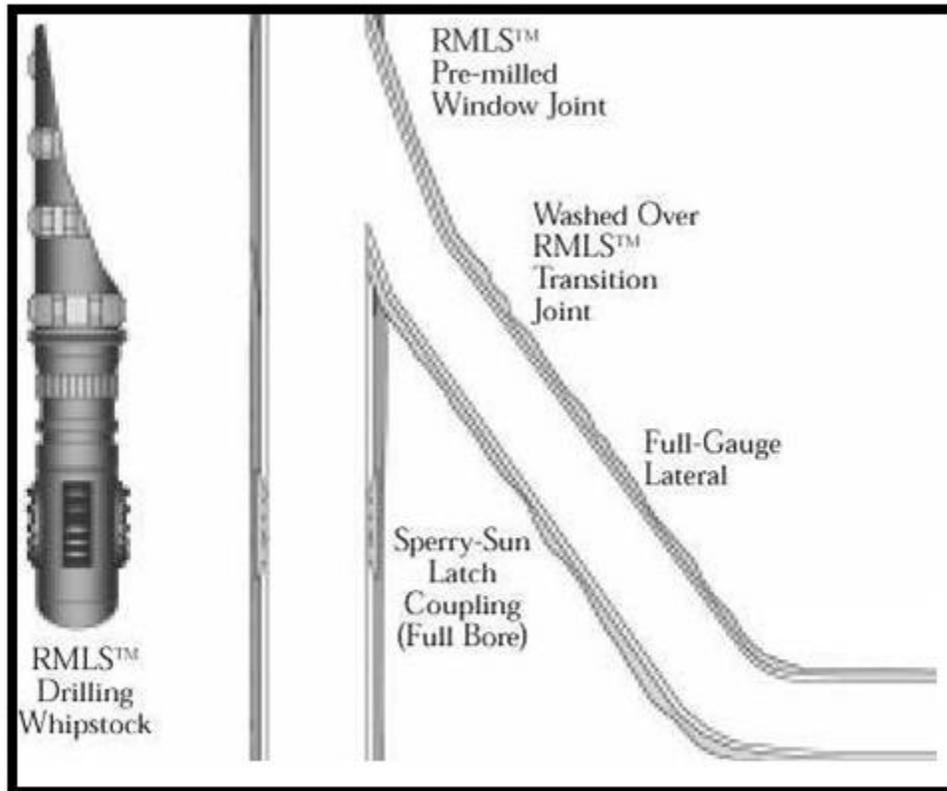


Fig. 3.29 Sistema Multilateral Nivel 4 Sperry Sun RMLS

3.2.3.3. Sistema Multilateral Nivel 5 ITBS

El sistema ITBS está diseñado para crear un nivel 5 de unión multilateral para los pozos que requieran la integridad hidráulica y la presión en la unión. El sistema no requiere ser cementado desde la unión si no desde un colgador flexible que se utiliza para eliminar las probabilidades de producción de arena.

Las características en las articulaciones del nivel 4 RMLS en las ventanas multilaterales son: un desviador con un obturador externo, el componente de sellado interno y un colgador flexible que maximice el área de flujo. Instalar en la ventana la articulación y orientarla, ejecutar y colocar la cuña desviadora perforando en el lateral como se requiere. Recuperar la cuña e instalar los ITBS desviadores - inflar el empacador.

A continuación, ejecute el revestimiento con el soporte flexible y acóplelo en la punta del pozo principal la cavidad del sello del desviador. La herramienta en funcionamiento POOH

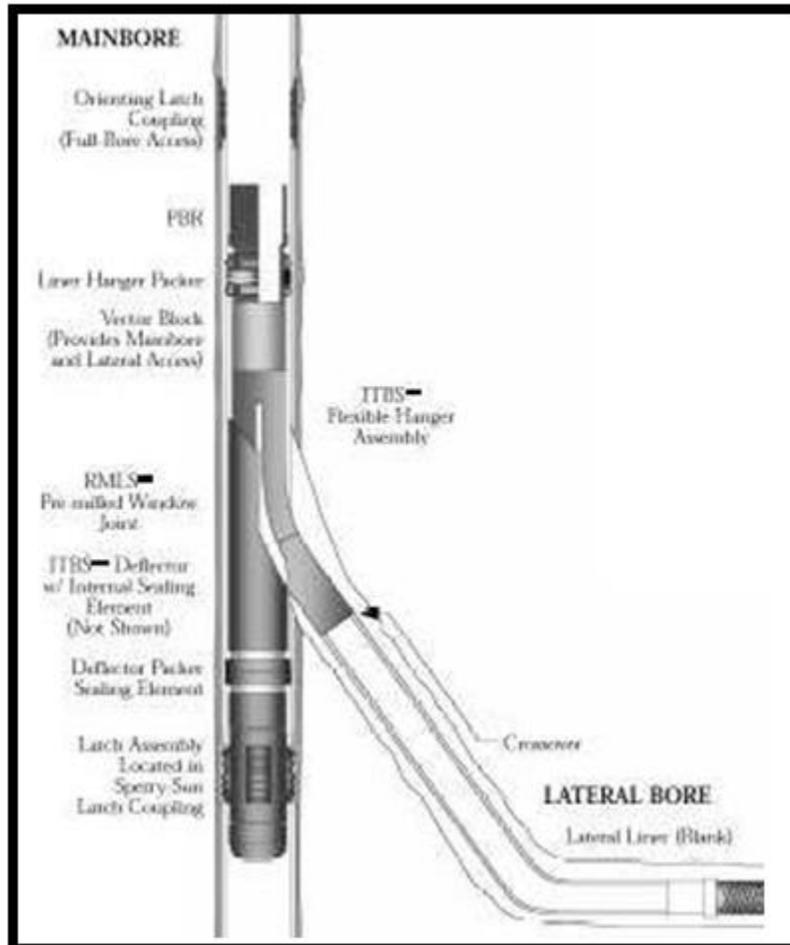


Fig. 3.30 Sistema Multilateral Nivel 5 Sperry Sun ITBS

3.2.3.4. Sistema Multilateral Nivel 6 PACE 6

El sistema PACE 6 está diseñado para crear una unión nivel 6 multilateral con la integridad de la presión mecánico e hidráulica. El sistema utiliza una ventana con articulación de metal expandible que se infla para dar acceso al diámetro completo tanto a la sarta principal como al lateral.

El procedimiento de instalación comienza con el funcionamiento de la ventana inflable en la sarta principal, inflar y cementar en su sitio. A continuación perfora más abajo o cimente el orificio principal de ser necesario. RIH con la cuña desviadora de perforación y perfora el lateral como se requiera. Ejecutar el liner colgador y cimente según se requiera y finalmente recuperar el montaje de la cuña.

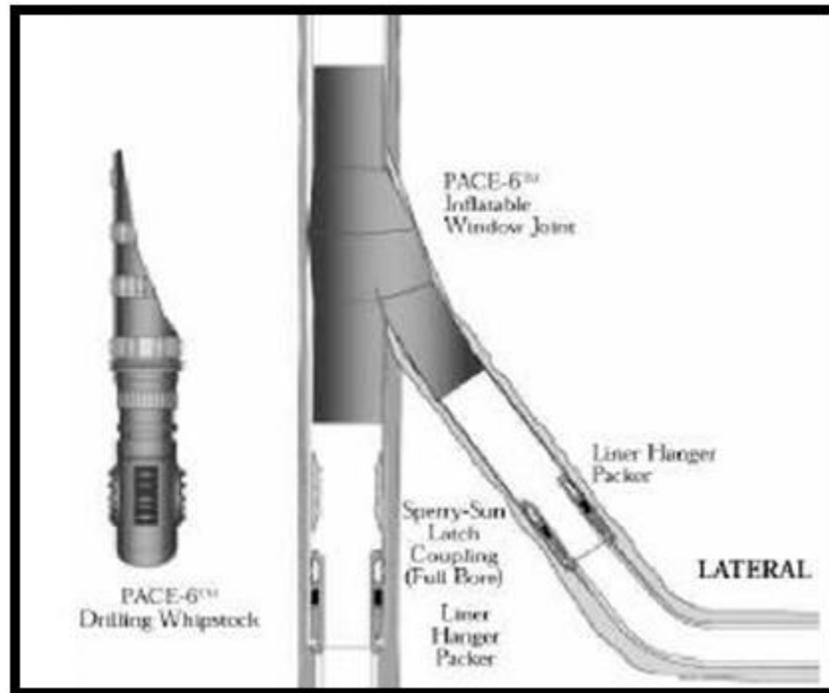


Fig. 3.31 Sistema Multilateral Nivel 6 Sperry Sun PACE

3.2.4. Salida del Sistema, Fresado del Casing Sperry Sun ExitMaster™

3.2.4.1. 4502-4503 Fresado a través del Sistemas de metal

Los sistemas diseñados para crear un sello mecánico e hidráulico en la unión ofrecen un acceso lateral de diámetro completo, pero una entrada de orificio principal restringido. La cuña desviadora se ejecuta en el agujero y se establece un empacador multilateral. La ventana es fresada y se perforan laterales según se requiera. El revestimiento se ejecuta y se cementa en lugares que crean una unión nivel 4 multilateral. Un barrenado guía se instala y se perfora completamente. Hay una alta integridad mecánica, pero limitado acceso.

3.2.4.2. Sistema RDS

El sistema RDS incorpora un sistema de ventanas especiales que permitirán el barrenado de una ventana precisa. El sistema se puede utilizar en la creación de los niveles 2, 3 y 4 de articulaciones. El RDS elimina los problemas con las perforaciones de las ventanas estándar, donde la geometría es generalmente elíptica y la progresión no tiene control sobre profundidades.

El RDS se ejecuta en el agujero con un empacador de anclaje y acoplamiento seguro, es orientado y puesto en marcha. La ventana es barrenada y el equipo de perforación se recupera, dejando el empacador de anclaje y el acoplamiento de enganche como referencia. A continuación se ejecuta una cuña desviadora RMLS y se perforan los laterales. El liner se ejecuta con una articulación de transición y es cementando en su lugar. La cuña es recuperada y lavado, dejando un nivel 4 de conexiones.

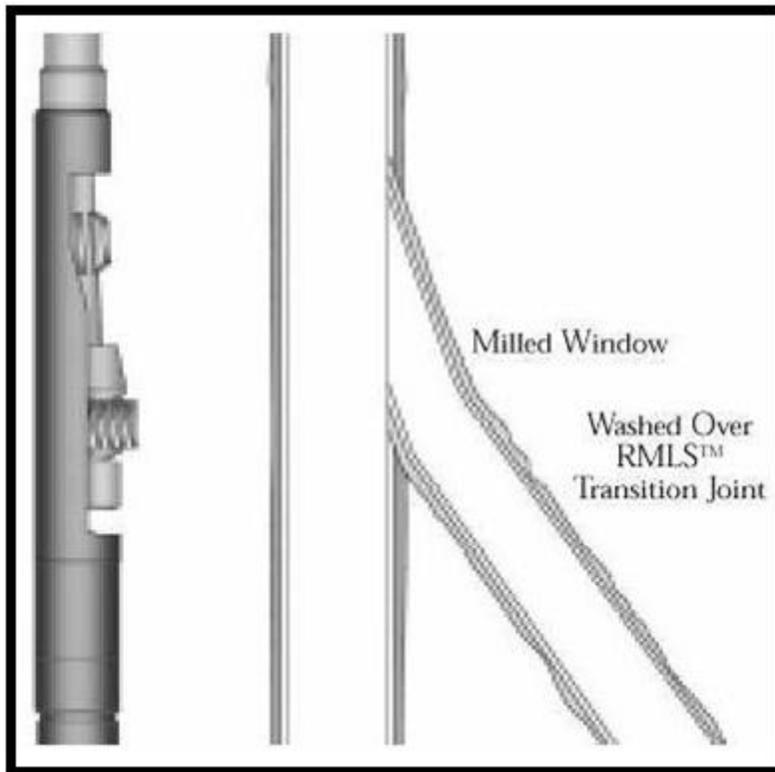


Fig. 3.32 Sistema Sperry Sun RDS

3.2.4.3. 4501 Sistemas de Perforación de Laterales Bajos

El 4501 es un sistema diseñado para volver a entrar en los pozos existentes con el fin de desarrollar yacimientos adicionales de pozos perforados con anterioridad. Los sistemas seguirán permitiendo la producción desde el pozo principal (original), pero la comunicación es sólo hidráulica.

La cuña desviadora se ejecuta en conjunción con un programa de compresión, la ventana es barrenada y los laterales perforados según sea necesario. El revestimiento se ejecuta y se cementa en su sitio creando un nivel 4 de conexiones. La cuña permanece en el lugar, pero es perforada para producir la sección inferior de la unión.

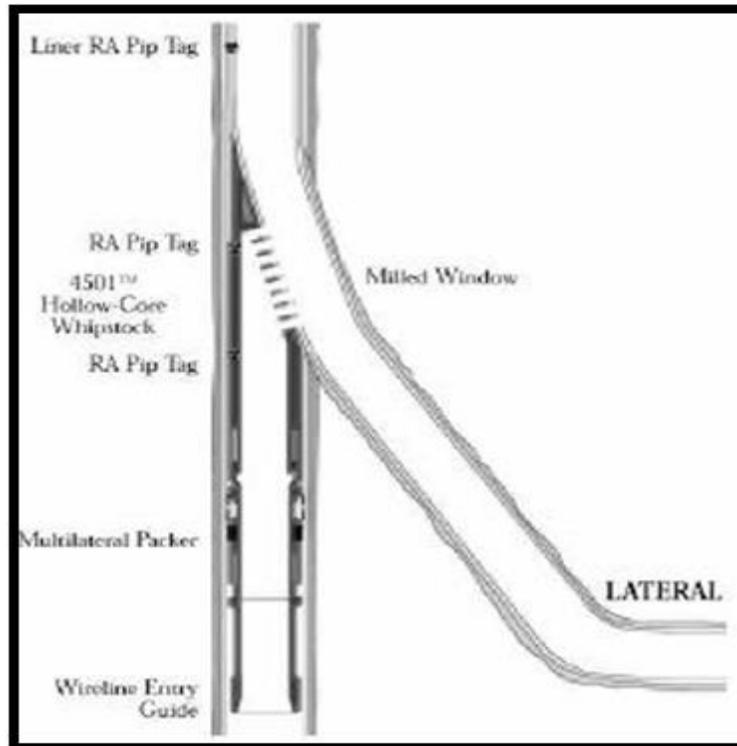


Fig.3.33 Bajo Sistema de Perforación Sperry Sun 4501

3.2.5. Weatherford

El SRSTM selectivo del sistema multilateral de reingreso Weatherford permite numerosas desviaciones a partir de un pozo principal, proporcionando la capacidad de barrenar las ventanas laterales en estrecha proximidad entre sí. El sistema también permite re-entrada a un pozo en específico en cualquier momento y al mismo tiempo proporcionar accesibilidad al pozo principal debido al gran empacador ID en el conjunto de la cuña desviadora.

El sistema proporciona una solución multilateral económica. Hasta seis laterales pueden ser creados a partir de las instalaciones de un único empacador, y los laterales se pueden aislar individualmente durante la perforación o durante la producción y son accesibles para el reingreso positivo.

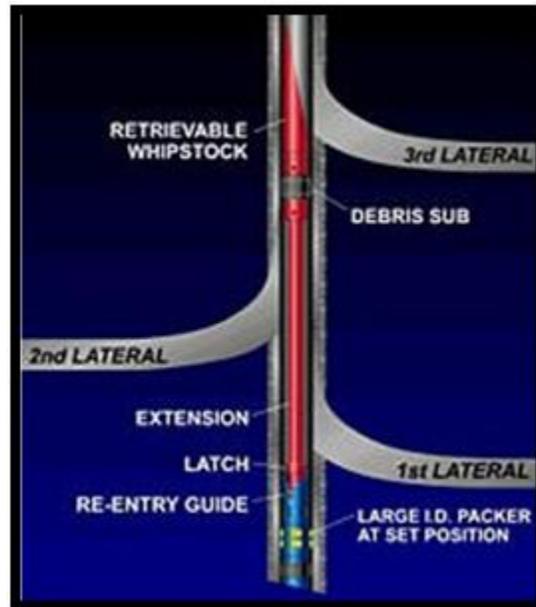


Fig. 3.34 Weatherford SRSTM sistema selectivo multilateral de reingreso

3.2.6. Otras Compañías

Algunas otras compañías tienen un rango limitado. Un número de compañías en todo el mundo pueden barrenar ventanas para crear una unión nivel 2. TIW tiene una articulación para casing de fibra de vidrio, que se han utilizado en varias ocasiones. Belwo ellos utilizan un perfil de localización para establecer una cuña desviadora, lo que les permite perforar las ventanas de casing de metal pero existen problemas con los desechos y la necesidad de orientar el casing.

Obviamente el casing de fibra de vidrio tiene un montón de problemas estructurales por lo que es muy limitada en las condiciones que se pueden utilizar. TIW también tiene un empacador de orientación ampliamente utilizado para barrenar las ventanas que se puedan en el casing Tiene un filtrado muy amplio a través del diámetro por lo que es una opción popular, ya que limita muy poco el flujo de abajo.

Capítulo IV

ANÁLISIS CAULITATIVO Y CUANTITATIVO



4. ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO

4.1. PRE-BARRENADO vs SISTEMAS DE PERFORACIÓN

Las operaciones de perforación son críticas en la construcción de pozos multilaterales, por lo que representan una de las áreas de mayor riesgo. Perforar en dos viajes ofrece mejor forma en la ventana, pero es más lento.

En la siguiente tabla se describen las ventajas y desventajas de las ventanas barrenadas.

DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN	VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN
Más recortes – Virutas de acero	Bajo costo
Problemas al inducir la limpieza del pozo.	Menor tiempo con el equipo: No hay rotación en la orientación de los estudios (uso de herramientas MWD: dirige eficazmente la posición del pozo) sin camisa para recuperar o taladrar.
Forma indeterminada de la ventana	La ventana se puede perforar después de la cementación del orificio principal.
Riesgo de casing partido	Anclajes en la cuña desviadora pueden ejecutarse y ubicarse en diferentes inclinaciones.
Baja confiabilidad en la cuña desviadora de recuperación	La ventana puede cambiar de posición.
Dificultad para posicionar la cuña desviadora en el mismo lugar con fines de reingreso.	No requiere tapón de cemento (anclaje recuperable)
Casing suelto, los centralizadores puede ser un problema en la perforación.	Se puede realizar en cualquier inclinación, azimuth y dogleg.
El ensamble de la perforación rueda sobre el lado derecho, algunos al izquierdo y otros no ruedan en absoluto.	
Los bordes ásperos de la ventana dificultan la salida.	
Los bordes ásperos pueden dañar o destruir los empacadores inflables ya que estos pasaran a través de la ventana.	
Riesgo de abandono para el pozo principal.	

Una mala ventana tiene que ser reparada reduciendo el ID (diámetro interior) de los agujeros principales y dependiendo del diseño puede perder todo el propósito del sistema multilateral (como el funcionamiento de equipos de levantamiento artificial a través de ellos).	
Válvulas o sensores inteligentes pueden resultar dañados	

Las siguientes figuras muestran los registros típicos: ventana perforada (fig. 4) vs ventana de articulación pre-perforada (fig. 4.1). Los pre-cortes de las ventanas de articulación son pre-mecanizados y la forma es adecuada para sus fines. La articulación viene envuelta con un material que permita las operaciones de cementación (integridad).

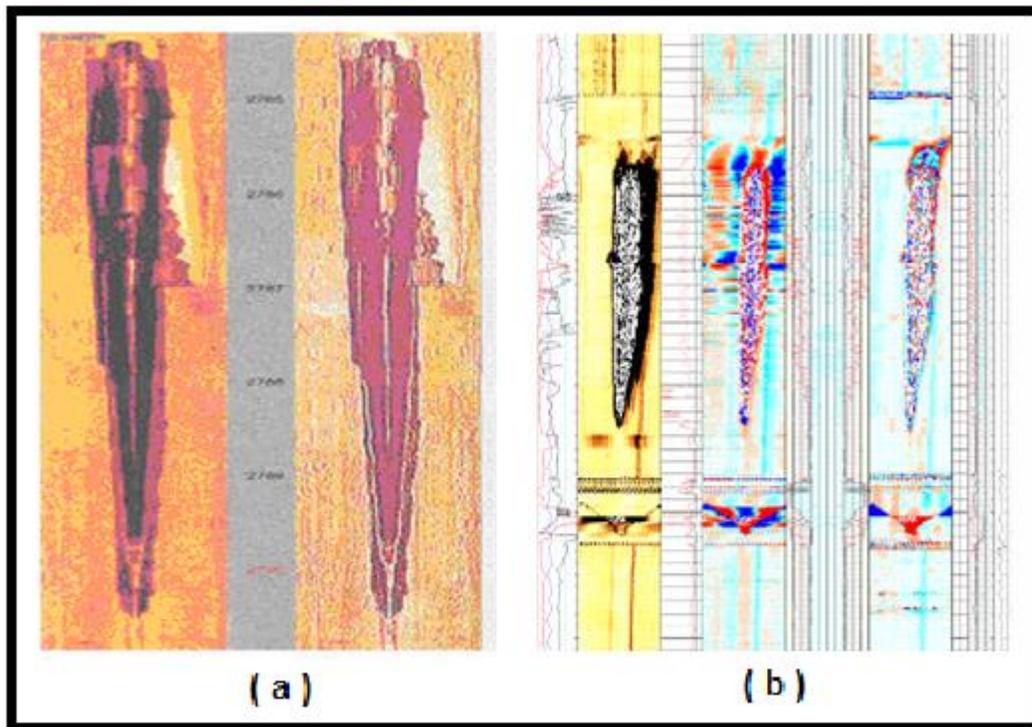


Fig. 4 (a) Típica ventana perforada USIT (herramienta de imagen ultrasónica). (b) Imagen de Registros



Fig. 4.1 Ventana de articulación pre-perforada del sistema SLB RapidTieback™

4.2. COMPARACIÓN OPERATIVA DE LOS 3 SISTEMAS MÁS USADOS

4.2.1. Tecnología de Colgador Baker Hook

4.2.1.1. Preparación de diámetro principal

Los únicos problemas para la preparación del casing principal en el Sistema Hook Hanger son: tener garantía de un buen trabajo de cementación (por medio de un buen cemento) y segundo, aunque no es esencial, evitar la utilización de cualquier tipo de centralizador en la articulación donde se perforara la ventana.

La limpieza del casing se puede ejecutar junto con el liner colgador lateral inferior o por separado en un viaje si el liner está siendo cementado. La profundidad de ajuste del liner colgador tiene que ser determinada antes de ejecutar el revestimiento, basada por la profundidad deseada de la ventana (espaciado). Después de establecer el Liner Colgador / empacador ML, la limpieza del Casing se trabajará lentamente a través de la profundidad de ajuste programada para el ensamblaje de la cuña desviadora.

El pozo se hace circular limpio antes de usar POOH (extraer la tubería del hoyo) con el conjunto limpiador del casing es recomendable limpiar un mínimo de 20 pies debajo del anclaje. Para adaptar la profundidad del Bottom Trip (viaje de fondo) y recíprocamente todos los ajustes en la distancia en múltiples ocasiones

limpiando por lo menos 50 pies por encima para cubrir donde se instalarán los anclajes Bottom Trip.

4.2.1.2. Instalación Whipstock (cuña desviadora)

Como en el nivel tres, no hay sello hidráulico en la unión (integridad simplemente mecánica) de tal manera que la profundidad propuesta de la ventana tiene que ser puesta en una formación consolidada cuando sea posible. La cara de la cuña desviadora se ajustara en medio del collarin y la parte superior de la cuña desviadora colocado por lo menos 7 pies por debajo del collarín del casing eliminando el riesgo de dividir o partido el casing en ese punto.

La ubicación es fundamental para espaciar el uso de suficiente tubería de perforación, entre el localizador del sello secundario y el descargador secundario colocado en la cara de la cuña desviadora a la profundidad adecuada.

La cuña desviadora se ejecuta en el agujero con el ensamble de perforación conectado por medio de un perno de seguridad de latón (puede ser de acero), cualquier movimiento difícil puede causar debilitamiento de este perno. Antes de llegar a la profundidad programada, oriente la cara de la herramienta en una parte alta (probablemente entre 45 ° a la izquierda y 15 ° a la derecha). Configurar en esta ubicación la parte inferior del anclaje y una vez que la cuña desviadora está establecida frente a la orientación correcta, el perno será cortado y comience el barrenado de la ventana.

4.2.1.3. Fresado de la ventana

Los magnetos ditch en los agitadores deben ser colocados para eliminar los recortes de acero del sistema de circulación. El punto de elaboración del lodo debe mantenerse a un mínimo de 40 para asegurar la capacidad de transporte del mismo al pozo. Basándose en el conjunto de perforación, la ventana se barrena hasta que el fresador watermelon superior sale de la ventana. La apertura puede ser reparada hasta que se observe un arrastre mínimo en la barrena al apagar las bombas y tratar de cruzar la ventana sin rotación.

En este punto la ventana se perfora y se requiere POOH para el montaje direccional. Con la cuña desviadora en su sitio se perfora la configuración del pozo deseada.

4.2.1.4. Recuperación de Whipstock

Después de perforar el pozo y antes de ejecutar cualquier sarta de terminación, la cuña desviadora se va a recuperar con el uso de una agarradera especial o el diseño HOOK, además de un tope secundario. La cuña desviadora tiene una ranura a 7 pies por debajo de la parte superior para la recuperación, así que con las bombas encendidas (rotando lentamente) se hará un viaje hasta la cara de la cuña y cuando la agarradera entre en la ranura habrá un aumento en el torque, lo

que indica que el gancho ha entrado en la ranura, con aproximadamente 50 mil lbs de sobrecarga se dará a conocer la BTA. El uso de una herramienta MWD puede ayudar en la recuperación de la cuña.

4.2.1.5. Creación de la unión

Con la cuña desviadora fuera del agujero, la sarta de terminación se ejecuta con una articulación curva en la parte inferior para acceder a la ventana. El conjunto se ejecuta supervisando la profundidad para confirmar que la sarta ha salido de la ventana, ya que la sarta puede estar viajando dentro del orificio principal y seguir en la parte superior del lateral inferior. Coloque el montaje del colgador Hook, inflar el ECP (empacador externo, opcional dependiendo de la aplicación) si es que se ejecuta en la sarta de terminación, ajustar el empacador y suelte la herramienta en funcionamiento.

En este momento, se ha completado el nivel 3 de unión. El orificio principal depende del acoplamiento que se esté ejecutando y está restringida en ID, pero está disponible el reingreso a través de una camisa de desviación establecida en el conjunto de Hook Hanger que permita el trabajo para las operaciones en el interior del lateral

4.2.1.6. ¿Qué puede fallar?

Empleo inadecuado de cemento: puede ser causado por el movimiento de la sarta de revestimiento principal y tener una forma indeterminada para la ventana.

Corte del perno durante la ejecución de la cuña desviadora: Se debe tener cuidado especial con el equipo de perforación cuando se ejecuta la cuña, el perno puede estar lo suficientemente débil como para cortarse y soltarla en el agujero.

Barrenado de una ventana pequeña: Perforar rápidamente puede originar una ventana pequeña que hace difícil el proceso de enganche del conjunto del colgador y seguir los procedimientos establecidos para el barrenado de la ventana. Siempre que se ejecuta la sarta de perforación es posible abrir la ventana aún más, pero antes de recuperar la cuña. Una vez que la cuña ha sido recuperada, no se puede garantizar que se puede establecer de nuevo en la misma dirección y profundidad.

Situación de bajo balance al recuperar la cuña desviadora: Si la situación de fluido bajo balance está presente, la válvula secundaria de descarga que se ubica debajo del fondo del anclaje viajero se puede abrir permitiendo acceso a las formaciones superiores e inferiores para igualarlas y así permitir la liberación del localizador del conjunto de sellos.

No poder recuperar la cuña desviadora: Si no es posible conectar la cuña, se recomienda intentar con la herramienta MWD. Si se aplica sobre torsión, pero sin éxito, soltar y desconectar la cizalla de emergencia, recuperar la cuña y dejar el

anclaje inferior viajero para ser recuperado en un viaje de pesca adicional. Si el gancho no se acopla en el cuello el troquel se puede utilizar.

Bomba (con motor de fondo) en la cara de la cuña desviadora: Puede provocar daños en la boca de pozo así como en la cara de la cuña. No haga girar los estabilizadores del ensamblaje de fondo a través de la cuña. Considere deslizamiento hasta que todo el BHA (arreglo de fondo de pozo) este fuera del orificio principal.

Dificultades para cruzar la ventana: Si después de perforar la ventana se encuentra resistencia cuando se intenta pasar por la abertura, considerar un viaje de reparación con un barrenado de watermelon y agrande la ventana.

No entrar en el lateral cuando se ejecuta la sarta de terminación: Si el revestimiento no entra correctamente en el lateral, retroceder por el agujero a un punto + / - 15 ft por encima de la parte superior de la ventana, oriente en busca de indicios de torque y vuelva a intentarlo.

Incapacidad para fijar el Hook hanger: Si no es posible ajustar el Hook hanger, ejecutar un giro (UBHO: Orientación Universal de Fondo, se ejecuta en conjunto con el conjunto del colgador) en la herramienta y oriente el Hook en el lado opuesto a la ventana.

ECP que no infla: Si manifiesta indicios de que no se infla el ECP, evaluar la economía para decidir si es importante, para recuperar toda la sarta de terminación y vuelva a ejecutar con un nuevo ECP.

Quedar atascado durante la ejecución de la sarta de terminación: En algunas aplicaciones, el revestimiento se atasca mientras se ejecuta en el agujero y antes de establecer el Hook Hanger. En estos casos se sugiere un corte dentro de la sarta de terminación y se vuelve a ejecutar el conjunto de Hook Hanger con una sarta más pequeña para perforar en el interior de la sarta original y guardar el revestimiento.

4.2.2. Schlumberger RapidTieback

4.2.2.1. Preparación del orificio principal

Una vez que el objetivo a explotar se ha identificado, las ventanas son prebarrenadas, las articulaciones del casing de pre-corte están cubiertas con un material sintético de poliuretano y envueltas con fibra de vidrio para evitar que colapse durante las operaciones de cementación, se instalaran dentro de la sarta madre de revestimiento. La principal preocupación será la obtención de una orientación precisa de la ventana. Un estudio giroscópico se ejecuta en línea fija (cae sobre la key de orientación en la articulación de la ventana). La sarta principal

de revestimiento puede trabajar y se gira hasta que se obtiene la orientación deseada.

El sistema RapidTieback con ventana de unión tiene un diseño de dos perfiles de localización, en la parte superior y en la parte inferior de la articulación, cada uno compuesto de un perfil localizador de profundidad y una ranura de orientación. Los perfiles inferiores definen la profundidad y la orientación de una cuña desviadora, mientras que los perfiles superiores definen las mismas variables para el tieback (unión) y la recuperación de las herramientas que se ejecutan.

Durante las operaciones de cementación, es necesario el uso de un tapón limpiador especial (dart) capaz de pasar a través del diámetro interno reducido y por la zona forrada de poliuretano. Algunas diferencias en los valores de desplazamiento se pueden observar ya que el tapón no es convencional, sino un tipo de tapon dart. Además de que la reducción del diámetro afectará a los valores de desplazamiento calculados.

El material sintético se perfora a través de un orificio con diámetro interior expuesto. Esto se convierte en un viaje adicional pero es un paso importante en la limpieza de la parte interior de la articulación de la ventana, así como de los perfiles de localización.

4.2.2.2. Instalación de whipstock

Como en el nivel tres, no hay sello hidráulico en el cruce (integridad simplemente mecánica) de modo que la profundidad de la ventana propuesta tiene que ser establecida en una formación consolidada cuando sea posible. La cuña desviadora se ejecuta en el orificio hasta que la key de localización de profundidad este en el conjunto de anclaje (denominada herramienta de mono posicionamiento MPT) y haya penetrado los perfiles de profundidad inferior.

4.2.2.3. Creación de la conexión

La ventana de recubrimiento de fibra de vidrio se perfora con una barrena tri conica. Rotación o bombeo a través de la cara de la cuña desviadora con una barrena de PDC puede dañar la broca en el comienzo del lateral, causando problemas en la penetración (tiempo) y no asegura una dimensión adecuada del agujero del pozo.

La sarta de terminación se ejecuta en el agujero con un liner tieback. El tieback en ejecución o la herramienta de configuración utiliza la ventana de articulación para los perfiles de localización superior. Una vez situado, con el perfil de profundidad del localizador, un contrapeso se deja caer y la presión aumenta, la activación del mecanismo de embrague que permite la rotación de la sarta de perforación y el montaje tieback, pero no de la camisa del liner. Mediante la rotación de la herramienta en funcionamiento, una key de orientación se enganchará en la ranura de orientación, liberando al mismo tiempo un eje del Kelly que será capaz

de golpear, moviendo el tieback hacia abajo y se establece el conjunto de cinchos en la ventana de perfiles precortados. La herramienta de configuración se libera hidráulicamente y se procede a desarmar los perfiles de localización.

La ventana es bifurcada en las etapas a través del casing madre, generando los laterales. Este mecanismo crea un nivel TAML 3, lo que significa que hay una integridad mecánica en la unión.

4.2.2.4. Recuperación de Whipstock

La cuña desviadora se recupera con una herramienta Hook hidráulica, como en las operaciones anteriores se establece el perfil localizador de profundidad y oriente el hook hacia la cara ranurada para recuperar la cuña, girando la key hasta la orientación de anclaje en el perfil superior.

Suficiente fuerza tiene que aplicarse con el fin de desmotar el sellado de residuos y se orienta la key de la herramienta de mono posicionamiento. En esta etapa el orificio principal y los laterales inferiores están por debajo de la cuña desviadora y han sido aislados durante el tiempo que duro la perforación de las laterales, por lo que una caída en el nivel de fluido se experimenta cuando se recupera la cuña. Con el fin de controlar el pozo, mantener el agujero integro en todos los momentos y evitar limpiarlo. El pozo está entonces listo para más operaciones de perforación y terminación

4.2.2.5. ¿Qué puede ir mal?

No poder orientar las articulaciones con la ventana: La rotación de la sarta del casing principal es necesaria para obtener la orientación deseada. El movimiento de la sarta libera el torque Se recomienda también para apretar las principales articulaciones del casing lo mejor posible (normas) y eliminar la posibilidad de no conseguir la rotación en la articulación de la ventana.

Inadvertidamente perforar fuera de la ventana: Cuando se perfora la camisa interior de poliuretano se debe tener cuidado especial con la aplicación WOB (peso sobre la broca) y Rpm's (revoluciones por minuto). Al salir de la ventana sin limpiar el poliuretano puede causar el abandono del pozo.

La acumulación de residuos de poliuretano: La limpieza de salida se tiene que hacer con un sistema de lodo que ofrece una buena capacidad de carga. El casing principal está cementado y protegido de flotación, pero el agua no es el líquido recomendado.

No se puede establecer la MPT: Para no tener que prescindir de encontrar los perfiles localizadores de profundidad, la recomendación sería una buena limpieza de jetting de los perfiles antes de ejecutar la cuña desviadora. Eso se puede hacer con la herramienta de funcionamiento del colgador de revestimiento lateral inferior. Intente una modificación en esta herramienta para tener un conjunto de puertos

laterales de lado jet y limpie la pared del casing principal y así saldrán libre los sólidos de los perfiles de las ventanas. Un lavado adicional o jetting de viaje será considerado después de una evaluación económica de las alternativas.

Altas doglegs en la ventana: Planifique una sección tangente breve para colocar las articulaciones de las ventanas.

Quedar atrapado mientras se ejecuta la sarta de terminación: En algunas aplicaciones, el revestimiento se atasca mientras se ejecuta en el agujero antes de establecer el tieback. En estos casos, se sugiere un corte dentro de la sarta de terminación y se vuelve a ejecutar el conjunto tieback con una sarta más pequeña para perforar dentro del liner original y protegerlo.

No se puede recuperar la cuña desviadora: Si la cuña no se puede recuperar con la Hook hidráulica (a pesar de las dos ranuras del diseño de la cara de la cuña), los imprevistos que se presentan se utilizan como montaje del pescante.

4.2.3. Nivel 4 Sperry Sun AJ RMLS (Sistema multilateral recuperable)

4.2.3.1. Preparación orificio principal

Una vez que los objetivos principales de producción han sido identificados, el precorte de las ventanas de articulación se ejecuta en el agujero como parte de la sarta del casing principal. El casing estará delimitado y las ventanas alineadas en la superficie. En la profundidad, se ejecuta un estudio giroscópico en la parte superior (UBHO tipo key). Para obtener la orientación deseada (+ / - 30 °) tal vez sea necesario la reciprocidad y sea necesario rotar la sarta hasta que el giroscopio muestre una orientación hacia el lado alto de la ventana.

El sistema de RMLS anterior utiliza una camisa interna para la obtención de la integridad durante las operaciones de cementación, sin embargo, el sistema modificado utiliza una ventana de aluminio eliminando el viaje para recuperar la camisa interior, abriendo la ventana cuando se ejecuta la cuña desviadora. Guardar un viaje adicional, en el cual se requiere la integridad de la presión por encima de 1500 PSI y es recomendable usar la camisa interna con mayor antigüedad de RMLS.

No coloque centralizadores a través de las articulaciones de las ventanas. La sarta principal será entonces cementada por el programa de cementación aprobado. En el diseño inicial RMLS, era necesario un tapón especial limpiador a través de la camisa interior, pero el nuevo sistema tiene una camisa de aluminio y utiliza un tapón superior convencional. El lateral inferior será perforado y terminado de acuerdo al diseño, incluyendo en la sarta un flotador invertido o un tapón perforable (o similar) para evitar la comunicación entre laterales ya que las

operaciones requieren mucho tiempo y para actuar como una barrera de desecho adicional.

4.2.3.2. Instalación de whipstock

La ventana de articulación cuenta con un gancho de acoplamiento diseñado como parte de la misma y es el centro del sistema de Sperry Sun. Proporciona perfiles únicos que aseguran la profundidad y orientación adecuada para ajustar la cuña desviadora y se configuran nuevamente durante toda la vida del pozo.

Sperry Sun es colocado en la parte inferior de la cuña desviadora lo que permitirá ajustar la profundidad y la orientación adecuada en el acoplamiento Latch. Este conjunto de cerrojos puede pasar a través del acoplamiento Lanch hacia arriba y abajo, pero sólo hay una orientación con la cual será bloqueada en su posición y ya no permitirá que empuje con la rotación. Esta es la orientación exacta y conveniente de la cuña desviadora para el pre-fresado de la ventana. Al igual que en otros sistemas de ML, la cuña desviadora tiene una abertura de emergencia para futuras contingencias, que permitirá recuperar la cuña si el conjunto de enganche no se puede sacar del acoplamiento. Ajustar la cuña desviadora en el acoplamiento Lanch, confirmar la orientación y cortar el perno para comenzar con el fresado de la ventana de aluminio.

4.2.3.3. Creación de las conexiones

La ventana se perfora con un conjunto de fresado (barrenado de inicio con cortadores de PDC y dos fresados watermelon). La ventana es pre-cortada, así que el tiempo de fresado es menor para el casing y al mismo tiempo la barrena seguirán por el hueco de la ventana preformada. Una vez abierta la ventana, con las bombas apagadas, realizar un viaje para confirmar que no hay fricción o colgantes del barrenado en la cara de la cuña. La ventana es de 10.5 pies de largo y la cuña desviadora deslizante da un estimado de kick-off y dogleg de $+ / - 4^\circ / 100 \text{ ft}$.

Descuelgue el ensamblaje de fondo de pozo direccional y después de la perforación de la sección lateral puede proceder conforme a la geología y los requisitos de dirección a la profundidad total.

Ejecute la sarta de terminación con un Casing Annular Packer inflable (por medio de un flotador invertido, no es una herramienta en ejecución), establecer en la sección de lutita a unos 300 metros fuera de la ventana, cementar la distancia hasta el cruce con el orificio principal.

Una herramienta de etapa colocada por encima del ACP en la sarta para operaciones de cementación y creación para el nivel 4 de conexiones. La parte superior de la sarta del liner de terminación está a 15 metros de longitud, inoxidable llamada unión Joint Transition (9 PPF acero) se ejecutan por medio de una herramienta en funcionamiento conectada a la sarta por un mecanismo de

J-Latch en la parte inferior de esta articulación de transición. La herramienta se ejecuta alojando un tapón limpiador liner pre-cargado para el desplazamiento del cemento. La articulación de transición aterrizará en la cara de la cuña desviadora cuando un tope (en el desnivel localizador) se coloque en la parte superior de la cuña, lo que confirma la profundidad de configuración.

Inflar el ACP y bombear la lechada de cemento que se desplazara en la tubería de perforación y un tapón limpiador se incorpora en el precargado de precipitación para mover hacia abajo la herramienta cerrando esta etapa.

Después de acabar el trabajo de cementación, la herramienta en funcionamiento se libera y se retira aproximadamente 200 pies por encima de la unión para hacer circular el exceso de cemento. La unión esta cementada y se debe dar suficiente tiempo de WOC (periodo de “esperar por cemento”) para lograr resistencia a la compresión.

4.2.3.4. Viaje Limpiador

Una limpieza del equipo de cementación (flotador invertido) tiene que ser realizada antes de la recuperación (lavar sobre) de la cuña desviadora. Un OD (diámetro exterior) pequeño tricónico se puede utilizar una barrena triconica para entrar en el liner y perforar el equipo. Por ejemplo, dentro de un liner de 7” ejecutar un 6 1/8 " bit en 3 1/2" DP y 4 3/4 " con el motor de lodos para el ahorro de tiempo (recordemos que tenemos cemento en la parte superior de la articulación de transición, una herramienta de etapas con dos tapones y el flotador invertido).

4.2.3.5. Recuperación de Whipstock

Joint Transition se pesca a través de la cara de la cuña desviadora. Un ensamble de washover (zapata gastada – lavar la tubería) está dirigido a reducir el paso y la recuperación de la cuña al mismo tiempo. El conjunto de washover se ejecuta a través de la parte exterior de la cuña (entre la pared del casing madre y la parte exterior del cuerpo de la cuña) establece un punto donde un anillo libera un conjunto de fundas que atrapan en el interior de la tubería el washover. Extraiga para liberar el enganche de acoplamiento de los perfiles y recupere la cuña desviadora.

El resultado es el nivel 4 de unión cementado a diámetro completo.

4.2.3.6. Que Puede Salir Mal

No poder orientar las articulaciones en la ventana: El giro de toda la sarta del casing principal es necesaria para obtener la orientación deseada. Correr la sarta para liberar el torque. Se recomienda en los pozos para apretar las principales articulaciones del casing lo más posible (normas) y eliminar la posibilidad de no conseguir la rotación en la articulación de la ventana.

No poder establecer la whipstock en su lugar. Puede ser necesaria la limpieza de los perfiles de enganche.

Inadvertidamente cortar el perno mientras se ejecuta en el agujero con la whipstock.

ACP no se abre.

Etapas en las que las herramientas no se abren.

Cuando se realiza el viaje de limpieza de salida, el tope de cemento no se encuentra por encima de la unión de transición.

Durante el washover de la whipstock: Corte el cuerpo de la whipstock si el procedimiento adecuado no se sigue. Las operaciones se realizan de acuerdo con la velocidad especificada (rpm) para las directrices WOB con bajo torque y sin los intentos de reducir tiempos de operación o esquinas cortadas. La operación washover debe hacerse con un movimiento suave y recto, ninguna conexión se debe hacer durante la operación de combustión.

La whipstock no se puede recuperar: Si por alguna razón, la whipstock no puede ser liberada con el conjunto de washover, existen diferentes opciones en función de si la Transition Joint ha dejado restos en el agujero o no. Las opciones son la pesca con overshot, recuperar con un gancho (la whipstock tiene una ranura en la parte superior) o el corte de emergencia de liberación y pescando el enganche de acoplamiento en un viaje adicional.

4.2.4. Comparación de tiempo de los tres sistemas

La siguiente tabla muestra una comparación de tiempo entre los tres sistemas de mayor ejecución basados en la secuencia operativa de tiempos reales en un proyecto específico.

System	RapidTieback (hrs)				RMLS (hrs)			HOOK Hanger (hrs)			
M/U Window Joints	1	1	1	1.00	1	1	1	N/A	N/A	N/A	N/A
Orient Windows	4	3.75	4	3.92	3	3.5	3.25	N/A	N/A	N/A	N/A
Drill Out Inner Sleeve Trip	12.75	10.25	12	11.67	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
RIH and set Whipstock	4.5	5.25	8.5	6.08	7	5.5	6.25	7	6	6	6.33
Mill Window - POOH milling assembly	N/A	N/A	N/A	N/A	9.75	9	9.375	8	8	5.25	7.08
Drill Out Window Trip (average)	8	8	8	8.00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
M/U BHA and drill lateral - POOH **											
Set liner Tieback	3.75	3.25	2	3.00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Set Hook hanger (Includes Inflate ECP)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3.75	3.75	4	3.83
Set Transition Joint	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A
Cement Junction -POOH running Tool (WOC)	N/A	N/A	N/A	N/A	4.75	3.5	4.125	N/A	N/A	N/A	N/A
POOH Liner Running Tool	2.5	2	3	2.50	2.5	2.5	2.5	2.5	2	2.25	2.25
Inflate ECP Trip	5	3.5	7.5	5.33	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Clean out trip of Lateral (Stage Tool & Inverted Float)	N/A	N/A	N/A	N/A	13	15	14	N/A	N/A	N/A	N/A
Clean out trip of lower lateral (Stage Tool & Inverted Float)	N/A	N/A	N/A	N/A	10.75	13	11.875	N/A	N/A	N/A	N/A
Retrieve Whipstock	5	4.5	7	5.50	7.25	6.5	6.875	9.75	8.5	4.5	7.58
Washover whipstock	N/A	N/A	N/A	N/A	4	3	3.5	N/A	N/A	N/A	N/A
TOTAL TIME	46.5	41.5	53	47.00	63	62.5	62.75	31	28.25	22	27.08
AVERAGE THREE WELLS	47.00				62.75			27.08			

*Frecuencia, solo incluye operaciones multilaterales

-No NPT

**A la misma hora para todo los sistemas de ML

Costo promedio por hr	\$2,000	Cost Coef.
Costo del equipo		
Baker Hook hanger Technology Total Cost	\$54,167	1.00
SLB Rapid Tieback	\$94,000	1.74
Sperry Sun RMLS	\$125,500	2.32
Costo de Material		
Baker Hook hanger Technology Total Cost	\$124,000	1.0
SLB Rapid Tieback	\$132,000	1.1
Sperry Sun RMLS	\$178,000	1.4

Capítulo V

EJEMPLOS DE POZOS MULTILATERALES



5. EJEMPLOS DE POZOS MULTILATERALES.

5.1. CAMPO PELICAN LAKE REGIÓN DE WABASCA, ALBERTA CANADÁ

El área Pelican Lake, a 300 Km del norte de Edmonton en la región de Wabasca en Alberta Canadá, cubre un área total de 280 Km².

El objetivo principal es la explotación de las reservas de aceite de la formación Wabiskaw "A", la cual es de poco espesor (de 4 a 6 m), somera (409 m de profundidad vertical verdadera TVD), de arena no consolidada con una porosidad del 26% y en promedio una permeabilidad horizontal de 3 Darcy. La viscosidad del aceite oscila entre 600 y 1000 cp a condiciones de yacimiento.

En este campo se implantaron pozos avanzados, se les nombra así por la complejidad de su geometría y arquitectura.

Durante el período de 1988 a 1996 la compañía operadora CS Resource perforó 36 pozos horizontales en la formación Wabiskaw (Véase Fig. 2A) de los cuales 3 se terminaron como pozos multilaterales. Cada uno se perforó con secciones horizontales que van desde 448 m a 1560 m de longitud.

La Compañía CS Resource realizó exitosamente la perforación del primer multilateral en esta zona, utilizando el sistema Lateral Tie-Back (LTBS); esta herramienta permite que los brazos laterales sean terminados con un liner manteniendo la integridad de éste y de toda la zona. El yacimiento fue exitosamente rentable; el último pozo multilateral tuvo una longitud de 5340 m con laterales de 1064, 1048, 1200 y 826 m respectivamente.

Los costos de perforación por metro mejoraron durante la vida del proyecto. Ocho de los primeros pozos se perforaron en 9 días aproximadamente, su costo promedio fue de 621 000 dólares; el costo promedio de los pozos que se perforaron en el año 1996 fue de 500 000 dólares. Estos pozos se perforaron en un promedio de 7 días con una sección horizontal de 1500 m; el costo por metro horizontal se redujo de 1240 dólares en el año 1988 a 340 dólares desde el año 1993. Haciendo una comparación de costos en el área, los pozos verticales se perforaron con 140 000 dólares, es decir, 340 dólares por metro perforado; éstos son similares a los costos por metro de los pozos horizontales, teniendo una mayor producción.

La instalación de los pozos ha evolucionado desde el inicio del proyecto. Los primeros pozos horizontales fueron perforados con las técnicas utilizadas en ese tiempo, ahora los pozos multilaterales con brazos paralelos entre sí permiten una mejor administración del yacimiento así como una buena arquitectura de drenaje que pueda mantener una producción óptima en el futuro.

5.2. POZO MULTILATERAL 30/9-F-29 Y1/Y2 EN EL CAMPO OSEBERG SØR.

El campo Oseberg SØr, operado por Norks Hydro, se encuentra a 130 Km al este de la costa de Noruega. El yacimiento productor se encuentra en la formación Tarbert, el cual consta de varios yacimientos con rangos de permeabilidad que van desde 1mD hasta 1 D. El aceite es ligero bajo saturado con 33o API. El campo comprende varias estructuras que son drenadas por laterales de alcance extendido y pozos horizontales. La presión del yacimiento se mantiene por medio de inyección de agua e inyección de gas.

El primer pozo multilateral 30/9-F-29 Y1/Y2 en el campo Oseberg SØr fue perforado desde la plataforma. El objetivo del pozo es drenar la parte superior del yacimiento Tarbert en el cual existe una falla como frontera y es de baja permeabilidad.

El pozo principal Y1 se perforó en el flanco occidental de la estructura y el lateral al oriente del flanco.

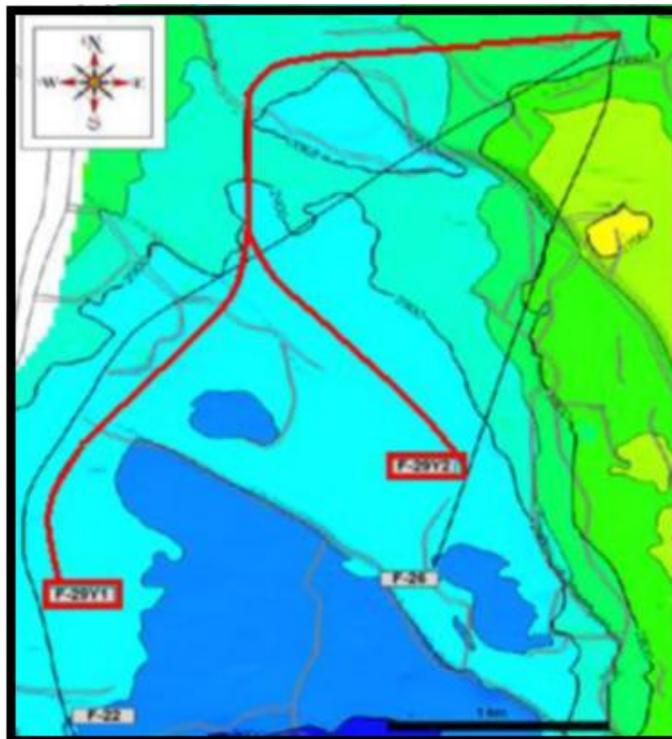


Fig. 5.0 Localización del pozo 30/9-F-29 Y1/Y2.

Se colocó un inyector de agua entre los dos brazos laterales para mantener la presión. El yacimiento llegó a la presión de saturación y se esperaba producción de gas libre.

El requerimiento principal para que la terminación del multilateral F-29 tenga éxito es mantener una presión íntegra en la unión y operar a control remoto la afluencia del pozo principal y del pozo lateral, permitiendo que durante la producción, el pozo lateral pueda cerrarse en caso de haber un problema y el pozo principal alcance una máxima producción. La diferencia de presiones en el yacimiento requiere un incremento de presión en la unión del multilateral para el pozo F-29 de 86 a 200 bares. Se tienen sensores en el fondo del pozo los cuales permiten monitorear en tiempo real la presión y temperatura desde ambos brazos.

Para dar la integridad de presión requerida, el pozo Oseberg Sør F-29 se construyó con un nivel 5 multilateral según la clasificación del TAML. El nivel 5 es el requerido para dar integridad de presión en este caso de estudio. El flujo del lateral es proporcionado por una tubería recuperable, una válvula de control y por una línea simple de control en la superficie. Se utilizaron las mismas válvulas para todo el sistema además de los estranguladores. Para aislar los dos brazos del multilateral, se empleó un sistema de sellos en el fondo de la tubería y se alojaron en un sello del pozo en la unión.

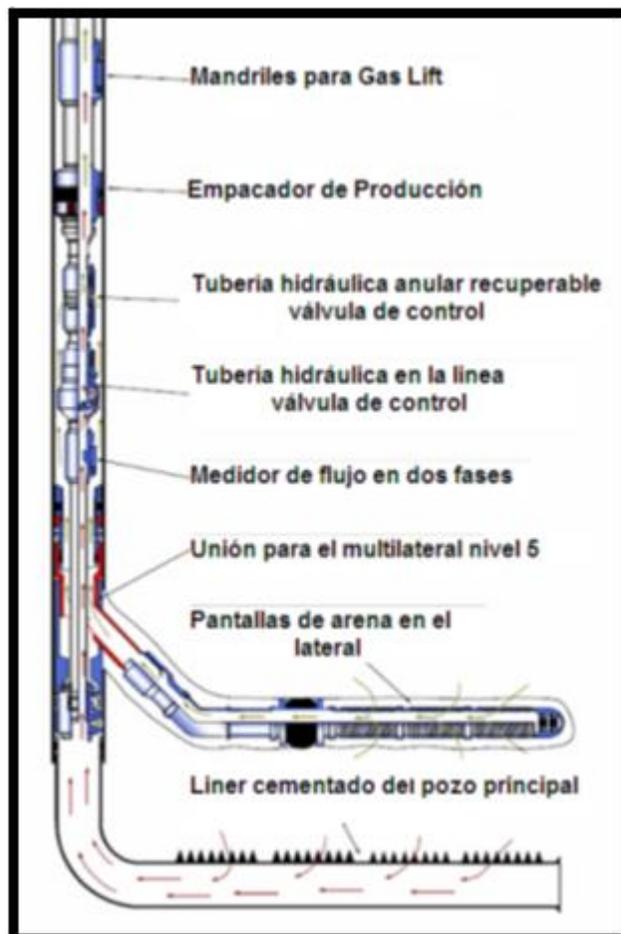


Fig. 5.1 Terminación del multilateral instalado en el pozo Oseberg SØR 30/9-F-29 Y1/Y2.

5.3. POZOS MULTILATERALES DE ALCANCE EXTENDIDO DEL CAMPO GHAWAR EN ARABIA SAUDITA.

HARADH Inc-3 es la sección más grande del sur del campo Ghawar; que comprende la formación del jurasico superior en Arabia y está compuesta de una columna litológica de carbonatos y una suprayacente de anhidritas.

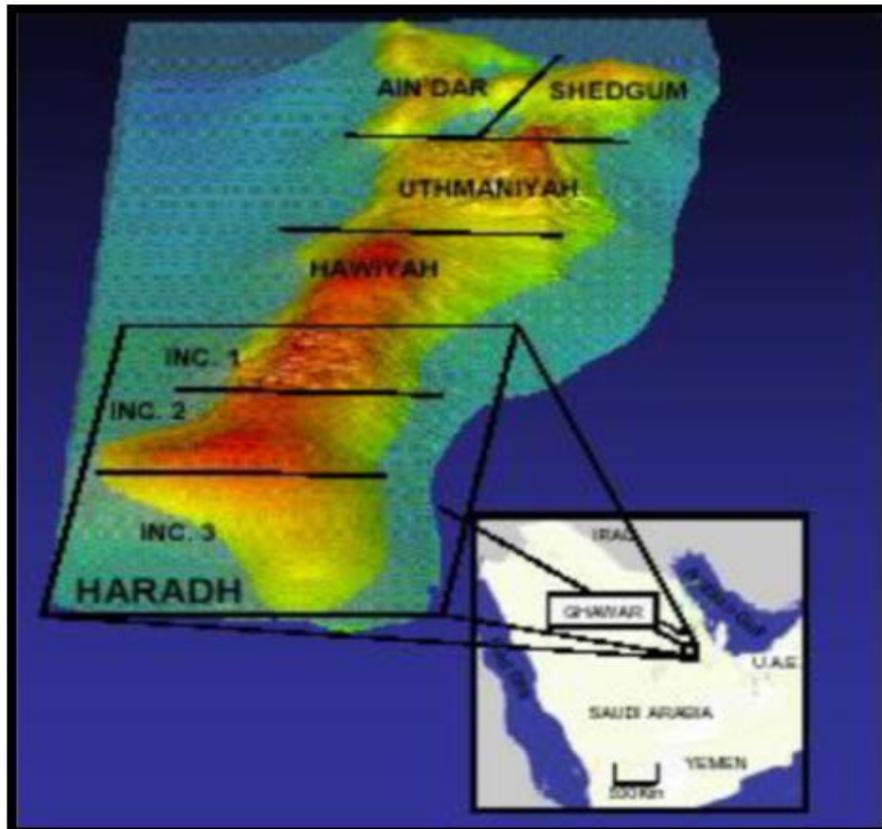


Fig. 5.2 Campo Ghawar destacando el área de Haradh.

Inicialmente en Haradh-1 se utilizaron los pozos convencionales verticales y en Haradh-2 los pozos horizontales. Los avances en la tecnología han permitido que el HRDH Inc-3 se desarrolle con pozos de alcance extendido (Maximum Reservoir Contact) y pozos inteligentes en multilaterales o también llamados laterales inteligentes.

El sistema de pozos inteligentes consta de un estrangulador, empacadores aislados y sensores de presión/temperatura que fueron colocados a boca del pozo y proporcionan la capacidad de controlar la afluencia de cada lateral. La siguiente figura muestra la terminación inteligente de un pozo multilateral.



Fig. 5.3 Terminación inteligente en el pozo principal de un multilateral para aislar y controlar la afluencia de cada lateral.

Los pozos multilaterales incrementan la eficiencia y reducen los costos de perforación. El sistema del pozo inteligente consta de operaciones hidráulicas, estranguladores en el fondo del pozo. El tamaño del estrangulador es diseñado para satisfacer los gastos de producción durante la vida del pozo.

El conjunto de empacadores hidráulicos recuperables se utiliza para aislar ambos laterales. El equipo de los pozos inteligentes se selecciona basándose en las condiciones esperadas y los gastos de producción. La terminación consta de herramientas de 3 ½" para los laterales inferiores y de 5 ½" para los laterales superiores.

Las válvulas de fondo del pozo para cada lateral permiten hacer mediciones de flujo de forma independiente. Los estranguladores de fondo se colocan según las condiciones y los requisitos de la producción, algunos pozos se producen a partir de los laterales. Los medidores permanentes en el fondo del pozo aportan datos en tiempo real tanto de éste como de las condiciones del yacimiento. La terminación inteligente en el HRDH Inc-3 proporciona al operador un alto nivel de flexibilidad para la producción de los pozos. Por ejemplo, los laterales pueden producir individualmente hasta que la presión del yacimiento lo permita.

Los laterales con alto nivel de agua o gas pueden estrangularse y en otra zona conveniente pueden ser abiertos para compensarse. La configuración de los pozos inteligentes también permite al operador responder rápidamente para reconfigurar la afluencia dentro de la tubería en caso de que exista algún problema. Los laterales son probados individualmente para desarrollar un procedimiento que optimice la producción.

5.4. PRIMER POZO MULTILATERAL EN MÉXICO.

La perforación direccional en México ha evolucionado a tal grado que en la actualidad se perforan en forma común pozos de alto ángulo y horizontales. Tomando en cuenta las bondades que ofrece la perforación multilateral: mayor productividad, minimizar el impacto ambiental, mayor control y manejo del yacimiento, prevenir la conificación de agua, controlar la producción de arena y finos, recuperar la inversión en menor tiempo, entre otras; se planeó, diseñó y ejecutó la perforación del primer pozo multilateral en México. De esta manera se abrió la enorme área de oportunidad que representa la implementación de arquitecturas de drenaje que permitirán, sin duda alguna, reducir considerablemente los costos de desarrollo de la explotación de campos petroleros en México.

El primer pozo multilateral perforado en México fue el pozo Papan No. 93, el cual se encuentra ubicado al Sur de Veracruz (Fig. 5.4). Su yacimiento compuesto por areniscas de grano fino y medio, de edad Mioceno Superior contiene reservas de 242 MMMPC de gas seco. A la fecha, en este campo se han perforado 10 pozos, todos productores con un potencial de 109 MMPCD.



Fig. 5.4 Ubicación del campo papan.

Con el objetivo de optimizar la explotación del campo Papan e incrementar la producción de gas, se planeó su desarrollo mediante la perforación de dos pozos exploratorios, cinco horizontales, siete direccionales y uno multilateral; permitiendo con esto seleccionar un sistema multilateral de perforación nivel 4, teniendo los siguientes criterios:

CRITERIO	SELECCIÓN
Yacimientos a producir por pozo	Uno
Complejidad de la junta	Nivel 4: Agujero madre y lateral revestido y cementado. Ambos agujeros cementados en la unión
Diámetro de la junta	9 5/8"
Tipo de pozo	N – Nuevo
Número de uniones	1 – Una
Tipo de pozo	PN – Productor en flujo natural
Tipo de terminación	S – Sencilla
Accesibilidad	PR – Permite la reentrada a las dos ramas, recuperando el aparejo de producción
Control de flujo	NON – No permitido por rama
Clasificación TAML	Nivel 4; Clasificación N-1-PN-S/4 PR-NON

El éxito de la perforación del pozo multilateral radicó en su planeación y diseño, en donde se tomó en consideración, entre otras cosas, las características del yacimiento, la probable productividad del pozo, la estabilidad de las formaciones y trayectoria de perforación, la geometría del pozo, los materiales, servicios y tecnología que se utilizarían durante la construcción del mismo. Se previó, también la utilización de las herramientas de fondo (motores) y toma de registros a tiempo real con sistemas de última generación.

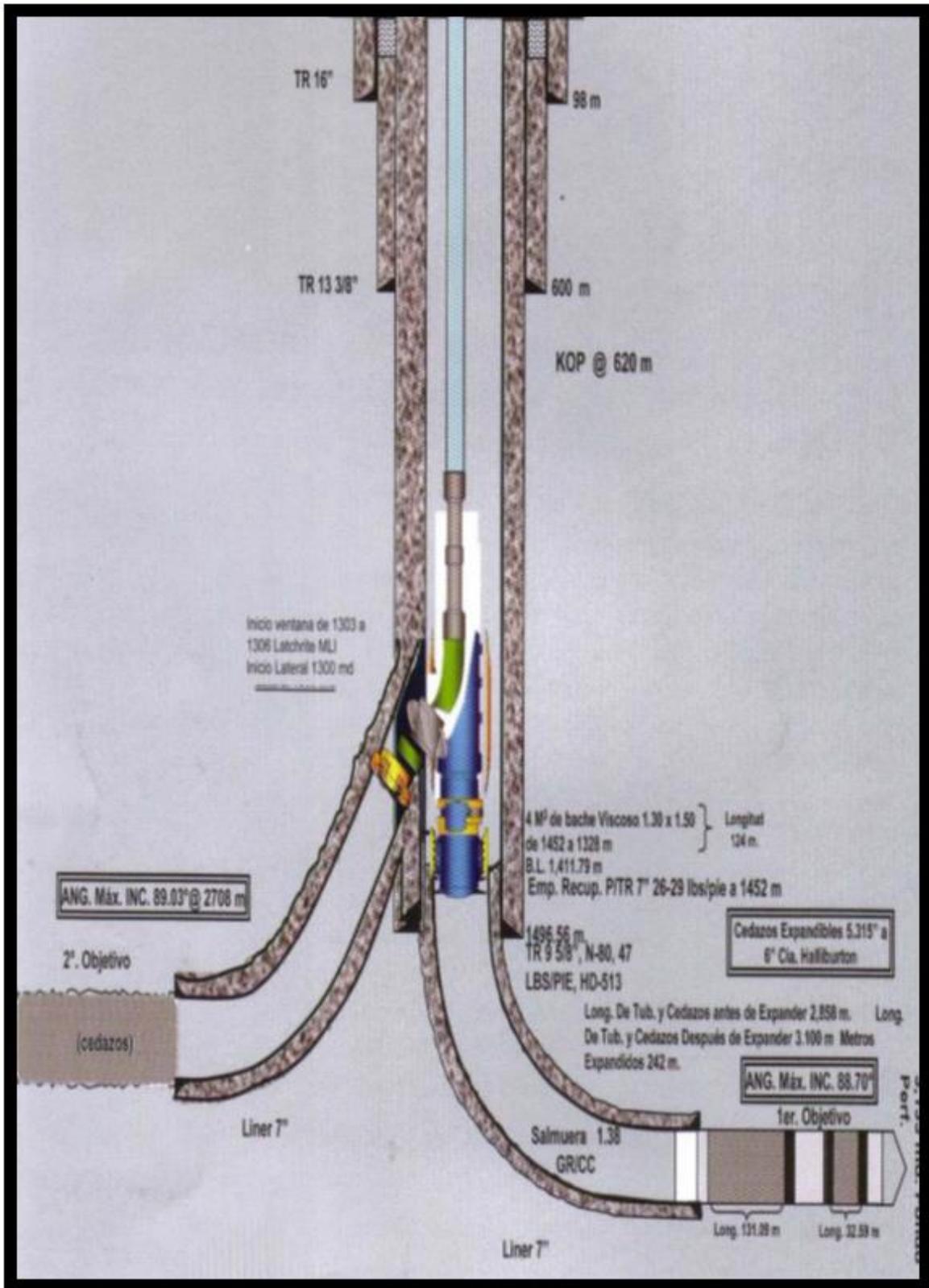


Fig. 5.5 Estado mecánico del pozo papan 93.

Una comparación de los costos de producción de los pozos horizontales perforados en el campo (Papan 2 y 31) con los costos de producción estimada del pozo Multilateral Papan 93 (Tabla 2), muestra que en términos de costos un pozo horizontal resultaría más rentable.

Horizontal vs Multilateral		
POZO	COSTO	PRODUCCIÓN
	(MMDP)	(MMPCD)
Papan 2	32.1	41.1
Papan 31	27.4	49.7
Papan 93	69.5	100.0

Sin embargo, la implementación tecnológica del primer pozo multilateral en México, a mediano plazo, redundará en enormes beneficios técnicos y económicos, debido a que con esta tecnología se requerirá perforar menor número de pozos para desarrollar los campos, lo que conlleva a reducir los riesgos de accidentes personales y contaminación ambiental, además de permitir el drene de una mayor área que incrementará los factores de recuperación de los yacimientos.

Además, es importante considerar que mediante la aplicación de esta técnica de perforación, los costos de las tecnologías horizontales se abaratarán y por consiguiente, la perforación y terminación de pozos multilaterales.

Conclusión



CONCLUSIÓN

El proyecto de investigación que se presenta en este documento nos permitió acercarnos a la tecnología multilateral y con ello dar un panorama general de los avances que existen hasta hoy en día. Observamos una tendencia de aceptación y con ello surgen preguntas en los operadores, la más frecuente es: “¿qué tipo de configuración de pozo y sistema multilateral resulta más adecuado para satisfacer las necesidades de un campo petrolero?” Los pozos multilaterales no constituyen simplemente una tecnología aceptada sino una herramienta esencial para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos en todo el mundo.

La explotación de yacimientos con pozos multilaterales representa una forma viable de reducir la repartición del capital total y los costos operativos del campo, constituyendo un modo de aumentar sustancialmente la producción en los entornos petroleros más desafiantes que plantea la actualidad. A medida que aumente la confiabilidad en la tecnología de pozos multilaterales, se desarrollarán yacimientos más pequeños con pozos multilaterales, tales como los campos satélites actualmente considerados para su desarrollo en los campos de frontera situados en el Golfo de México, el Sudeste Asiático, África Occidental y Medio Oriente.

Los sistemas en pozos multilaterales varían en lo que respecta a complejidad. Las conexiones RapidConnect y RapidExclude proveen características mejoradas de resistencia y exclusión de arena para una mayor durabilidad y un reingreso más confiable a las ramificaciones laterales, tanto en pozos nuevos como en pozos existentes. Los sistemas RapidSeal ofrecen la flexibilidad necesaria para optimizar el flujo proveniente de cada tramo lateral en lo que respecta a control de producción, para explotar yacimientos independientes con diferentes presiones iniciales o para inyectar en un tramo lateral mientras se hace producir el otro.

Por otra parte la herramienta HOOK no sólo proporciona un soporte mecánico en su unión, sino que también permite la reentrada selectiva a cualquiera de los laterales, además de tener la libertad de perforar el nuevo lateral a cualquier profundidad y dirección en un pozo ya existente. Implementa un solo viaje para asentar el sistema completo de revestimiento del nuevo lateral, reduciendo así el tiempo de exposición de algunos laterales.

En la actualidad, las compañías de servicios siguen invirtiendo en investigación y desarrollo de nuevos productos con el objetivo de brindar a los operadores herramientas y sistemas más confiables para instalar puntos de drenaje múltiples en los yacimientos. A corto plazo, quedan dos desafíos por superar: mayor optimización de los equipos y resistencia en la instalación. Esta tecnología se encuentra todavía en evolución, pero en la medida que el incremento del valor, se mantenga como objetivo esencial del negocio, la tecnología de perforación de pozos multilaterales seguirá siendo una fuente líder de ganancias económicas para toda la industria del petróleo.

Apéndice



Sperry Sun

SSDS Sperry Sun Drilling Services

LTBS Lateral Tieback System

RMLS Retrievable Multi Lateral System

ITBS Isolated Tieback System

PACE6 Pressure Actuated Casing Exit System

Sistema de perforación para el lateral bajo

Perforación del metal a través del Sistema

MERLIN Milled Exit Retrievable System

RDS Re entry Drilling System

DBD Dual Bore Deflector

MSCS Multi String Completion System

LRS Lateral Re entry System

LRS-SL Lateral Reentry system – self locating

TPI Through tubing Pressure Isolation Sleeve

LRW Lateral Reentry Whipstock

LRW-SL Self locating lateral reentry whipstock

TEW Tubing Exit whipstock

WREAL Wireline Re-entry Alignment System

DSML “RHD” Dual String Packer System

NAML Non Access Multi Lateral System

Secure Oil Tools (now Schlumberger)

MLPS Multi Lateral Production System

LSS Lateral Seal Sleeve

Schlumberger

RTB RapidTieback (formerly MLPS)

ICC Indexing Casing Coupling

SLT Selective Landing Tool

USI Ultrasonic Imaging

Baker

BOT Baker Oil Tools

LEN Lateral Entry Nipple

SRT Selective Reentry Tool

TIW

MLAS Multi Lateral Access System

RTA Retrievable Tool Assembly

Bibliografía



BIBLIOGRAFÍA

- Análisis del Comportamiento de Producción de Pozos Multilaterales mediante el uso de Simulación Numérica de Yacimientos. Ing. Catalina Adriano Castillo, PEMEX Exploración y Producción Ing. Oscar Osorio Peralta, INCOMEX.
- Arturo Mendoza Aguilar y Ricardo Pichardo Hernández:” Perforación Horizontal”, Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM, Enero 2000.
- BOSWORTH, STEVE; *et al.* Key Issues in Multilateral Technology. En: Oilfield Review. 1998.
- Gadelle, Claude y Renard, Gérard: “Increasing oil production through horizontal and multilateral Wells” Institut Francais du Petrolé, artículo presentado en una conferencia sobre la recuperación de aceite en campos maduros en Surgut, Rusia, 17- marzo-1999.
- Gatlin, C.:”Driling and well completions, Department of Petroleum Engineering, The University of Texas, Pretince Hall, 1960.
- Michael J. Economides, Texas A&M University, Larry T. Watters, Halliburton Energy Services, Shari Dunn-Norman, University of Missouri Rolla:”Petroleum Well Construction”, Halliburton, Duncan, Oklahoma, July 2, 1997.
- SPE 107603 • “The Use of Multilateral Technology in an Environmentally Sensitive Area: the Val d’Agri Field, Italy” by Cristiano Caproni, SPE, Halliburton, et al.
- SPE 110584 • “Unique Micronized Weight Material Delivers Ultrathin NAF To Optimize ERD” by Wayne Matlock, M-I Swaco, et al.
- SPE 114117 • “Modeling of the Stability of Multibranch Horizontal Open Holes” by Alberto Lopez Manriquez, University of Texas at Austin, et al.
- SPE 56954 VULLINGHS, P. Multilateral Well Utilization on the Increase. 1999.

- SPE 64699 BRISTER, RAY y OBERKIRCHER, JIM. The Optimum Junction Depth for Multilateral Wells. 2000.
- SPE 97520 “Redevelopment of Matured Multilayered Carbonate Offshore Field Through High-Technology Horizontal and Multilateral Wells” by R. Kumar, SPE, Oil & Natural Gas Corp. Ltd., et al.
- SPE 98471 “Introduction of New Drilling Technology Improves Performance of Mature North Sea Assets” by J. Anderson, Talisman U.K. Ltd., et al.
- Raymond de Verteuil and Iain McCourt:” Introduction to Directional Drilling”, Schlumberger, Sugar Land Learning Center, 1998
- 100 Años de la Perforación en México.

MESOGRAFÍA

✚ <http://taml.wst.no/>

✚ <http://www.bakerhughes.com/bot/Multilateral/index.htm>

✚ http://www.halliburton.com/sperry-sun/products/mult/pr_mult_hm.asp

✚ <http://www.hub.slb.com/index.cfm?id=id28748>

✚ <http://www.hub.slb.com/index.cfm?id=id5451>

✚ http://www.smithdrilling.com/B_products/index.html

✚ http://www.weatherford.com/weatherford/groups/public/documents/drilling/dl_multilateralsystems.hcsp