



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES Y SU APORTE A LA
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS ”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA :

DIEGO ALONSO PÉREZ GARCÍA

DIRECTOR : ING. AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO,D.F.

2015

AGRADECIMIENTOS

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Por ser mi alma mater y darme la oportunidad de pertenecer a la máxima casa de estudios, siempre me sentiré orgulloso y agradecido de ti.

A LA FACULTAD DE INGENIERIA

Por permitirme descubrir entre sus aulas el conocimiento, y en sus espacios, pasar momentos inolvidables de estudio, esfuerzo, coraje, dedicación y también muchas risas.

Gracias a ti, quede profundamente enamorado de la ingeniería y más de la maravillosa **INGENIERÍA PETROLERA**.

A MIS PROFESORES

Que gracias a su ardua labor en las aulas pude hacer realidad este gran sueño, toda esa sabiduría es digna de admiración y respeto.

A MIS PADRES

No existen palabras para expresar el gran amor que tengo por esas maravillosas personas, ni forma de recompensar todo ese sacrificio que hicieron para que lograra este objetivo.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. POZOS MULTILATERALES.....	3
1.1 IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL.....	4
1.2 GEOMETRÍA DE UN POZO MULTILATERAL.....	5
1.3 TIPOS DE POZOS MULTILATERALES.....	6
1.4 APLICACIÓN EN YACIMIENTOS.....	9
1.5 BENEFICIOS AL IMPLEMENTAR POZOS MULTILATERALES	16
1.6 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	17
CAPÍTULO 2. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES	20
2.1 IDENTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA A EMPLEAR	21
2.2 REQUISITOS DEL SISTEMA MULTILATERAL A IMPLEMENTAR	22
2.3 PROPUESTA TÉCNICA.....	22
2.4 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL FORO DE AVANCE TÉCNICO DE POZOS MULTILATERALES (TAML, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS)	23
2.5 CLASIFICACIÓN DE LAS CONEXIONES	25
2.6 PROCESOS DE ENTRADA EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	28
2.6.1 <i>Proceso de Ventanas Precortadas en la Tubería de Revestimiento</i>	28
2.6.2 <i>Fresado de Ventanas en la Tubería de Revestimiento</i>	30
2.7 CONECTIVIDAD Y ESTABILIDAD DE LAS CONEXIONES.....	33
2.8 SISTEMAS PARA CONSTRUIR LAS CONEXIONES ENTRE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE LOS TRAMOS LATERALES CON LAS VENTANAS DE SALIDA FRESADAS EN LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO PRIMARIAS.....	35
2.9 PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES EN MÉXICO.....	37
CAPÍTULO 3. GEOMECÁNICA APLICADA A LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.	43
3.1 CONCEPTOS GEOMECÁNICOS APLICADOS A LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO	47
3.1.1 <i>Modelos de Esfuerzos Locales</i>	47
3.1.2 <i>Propiedades Elásticas y Resistencia Mecánica</i>	49
3.1.3 <i>Presión de Poro</i>	50
3.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL POZO	51
3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TRAYECTORIA.....	52
3.4 ANÁLISIS DE LOS INCIDENTES DURANTE LA PERFORACIÓN.....	54
CAPÍTULO 4.- GEONAVEGACIÓN O POSICIONAMIENTO DEL POZO EN LA FORMACIÓN	56
4.1 GEONAVEGACIÓN EN ATERRIZAJE DE POZOS	59
4.2 GEONAVEGACIÓN EN POZOS HORIZONTALES	60
4.3 TÉCNICAS DE GEONAVEGACIÓN	61
4.3.1 <i>Curva Tipo</i>	61
4.3.2 <i>Curva Azimutal</i>	62
4.3.3 <i>Imágenes</i>	63
4.3.4 <i>Geonavegación Proactiva</i>	64

CAPITULO 5. EXPLOTACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS MEDIANTE POZOS MULTILATERALES	65
5.1 TÉCNICAS DE DETERMINACIÓN DE RESERVAS	68
5.3 FUNCIÓN DE LAS HETEROGENEIDADES	75
5.4 IMPORTANCIA DE LAS FRACTURAS EN LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS.....	75
5.5 FACTOR DE RECUPERACIÓN	77
5.6 DETERMINACIÓN DE RESERVAS.....	78
5.6.1 <i>Parámetros para determinar las reservas</i>	78
5.6.2 <i>Elementos Clave</i>	78
5.6.3 <i>Pasos a Seguir en la Determinación de Reservas</i>	79
CAPÍTULO 6. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA POZOS MULTILATERALES Y EL MANEJO DE YACIMIENTOS CON POZOS MULTILATERALES.....	82
6.1 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS PARA POZOS MULTILATERALES.....	84
6.1.1 PLANIFICACIÓN.....	85
6.2 ASPECTOS TÉCNICOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	86
6.3 COSTO TOTAL DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO MULTILATERAL	86
6.4 OPTIMIZACIÓN DE LA LONGITUD HORIZONTAL DEL POZO	87
6.5 APLICACIÓN DE POZOS MULTILATERALES EN EL MANEJO DE LOS YACIMIENTOS	88
6.6 OBJETIVOS Y CONSIDERACIONES SOBRE EL MANEJO DE YACIMIENTOS	89
6.7 RESULTADOS DE LOS CAMPOS AL PERFORAR POZOS MULTILATERALES	91
6.8 MANEJO DE YACIMIENTOS.....	91
6.9 APLICACIÓN DE POZOS MULTILATERALES	95
6.10 PARÁMETROS CLAVE	96
CONCLUSIONES.....	98
BIBLIOGRAFIA.....	99

LISTA DE FIGURAS

FIGURA (1.1) GEOMETRÍA DE UN POZO MULTILATERAL	5
FIGURA (1.3) LATERAL CON FORMA DE ESQUELETO DE PESCADO OPUESTO	6
FIGURA (1.2) LATERAL CON FORMA DE ESQUELETO DE PESCADO	6
FIGURA (1.4) CUADRILATERAL PLANAR	6
FIGURA (1.5) CUADRILATERAL PLANAR APILADO	6
FIGURA (1.7) TRIPLE LATERAL OPUESTO APILADO Y DOBLE OPUESTO	7
FIGURA (1.6) LATERAL DOBLE APILADO	7
FIGURA (1.9) LATERAL PLANAR DOBLE OPUESTO CON FORMA DE ESQUELETO DE PESCADO	7
FIGURA (1.8) LATERAL DOBLE PLANAR OPUESTO	7
FIGURA (1.10) LATERAL DOBLE PLANAR	8
FIGURA (1.11) DOBLE LATERAL PLANAR	8
FIGURA (1.12). CONFIGURACIONES BASICAS DE POZOS MULTILATERALES	8
FIGURA (1.13). YACIMIENTO DE PETRÓLEO PESADO, ADEMÁS DE MEJORAR LA INYECCIÓN DE VAPOR, LOS TRAMOS LATERALES HORIZONTALES MAXIMÍZAN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO Y DE YACIMIENTOS DELGADOS, SOMEROS O AGOTADOS, MEDIANTE EL INCREMENTO DEL ÁREA DE DRENE DEL POZO.	11
FIGURA (1.14). YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD O NATURALMENTE FRACTURADOS, LOS TRAMOS LATERALES HORIZONTALES AUMENTAN LA PROBABILIDAD DE INTERSECAR FRACTURAS NATURALES Y DE TERMINAR UN POZO RENTABLE EN ESTE TIPO DE FORMACIONES CUYA ORIENTACIÓN DE FRACTURAS SE DESCONOCE. SI SE CONOCE LA ORIENTACION DE LOS ESFUERZOS EN EL SUBSUELO, LOS TRAMOS LATERALES OPUESTOS PERMITEN OPTIMIZAR EL CONTACTO DEL POZO CON EL YACIMIENTO.....	12
FIGURA (1.15). FORMACIONES LAMINADAS O YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS. EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS, VARIOS TRAMOS LATERALES COLOCADOS VERTICALMENTE CONTACTAN UN ÁREA MAS EXTENSA DEL YACIMIENTITO QUE UN POZO VERTICAL Y PUEDE EXPLOTAR MULTIPLES FORMACIONES PRODUCTORAS. MEDIANTE LA MODIFICACION DE LA INCLINACION DE LOS TRAMOS LATERALES Y DE LA PROFUNDIDAD VERTICAL DE CADA POZO, ES POSIBLE DRENAR MUTIPLES FORMACIONES DELGADAS.	13
FIGURA (1.16). COMPORTAMIENTOS GEOLÓGICOS AISLADOS, LOS POZOS MULTILATERALES, SUELEN SER MÁS EFICACES QUE LOS POZOS INDIVIDUALES PARA EXPLOTAR CRUDOS PESADOS EN DISTINTOS COMPORTAMIENTOS GEOLÓGICOS O COMO RESULTADO DEL AGOTAMIENTO PARCIAL DE LAS RESERVAS.....	14
FIGURA(1.17). YACIMIENTOS SATÉLITE, LOS POZOS MULTILATERALES, CONSTITUYEN UNA FORMA EFICAZ Y ECONÓMICA DE EXPLOTAR CAMPOS REMOTOS Y YACIMIENTOS PEQUEÑOS QUE CONTIENEN VOLUMENES DE HIDROCARBUROS LIMITADOS.....	14
FIGURA. (1.18) PRIMER POZO MULTILATERAL EN EL CAMPO BASHKIRIA	18
FIGURA. (1.19). POZO PAPAN-93, UNIDAD OPETRATIVA VERACRUZ PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION (2006).....	19
FIGURA (2.1) CONEXIÓN NIVEL 1	25
FIGURA (2.2) CONEXIÓN NIVEL 2	26
FIGURA (2.3) CONEXIÓN NIVEL 3	26
FIGURA (2.4) CONEXIÓN NIVEL 4	27
FIGURA (2.5) CONEXIÓN NIVEL 5.....	27

FIGURA (2.6) CONEXIÓN NIVEL 6	28
FIGURA (2.7) PRIMEROS CUATRO PASOS A SEGUIR EN EL PROCESO DE VENTANAS PRECORTADAS EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	29
FIGURA (2.8) ÚLTIMOS TRES PASOS PARA FINALIZAR EL PROCESO DE VENTANAS PRECORTADAS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	30
FIGURA (2.9) PRIMEROS TRES PASOS PARA REALIZAR EL PROCESO DE FRESADO DE VENTANAS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	31
FIGURA (2.10) PASOS FINALES DEL PROCESO DE FRESADO DE VENTANAS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	32
FIG. (2.11) COMPARACIÓN ENTRE LAS CONEXIONES Y LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PRECORTADA.	34
FIGURA (2.12) PRIMEROS PASOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CONEXIONES ENTRE LOS TRAMOS LATERALES Y LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	35
FIGURA (2.13) PASOS FINALES DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LOS TRAMOS LATERALES Y LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	36
FIG. 3.1. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE GENERACIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO PARA EL PRONÓSTICO DE ESTABILIDAD DEL AGUJERO.	47
FIGURA 3.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL POZO A LA DESVIACIÓN Y AZIMUT. NÓTESE COMO LOS PESOS DE LODO SON SENSIBLEMENTE AFECTADOS POR ESTE PARÁMETRO.	53
FIGURA 3.3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE INCIDENTES DE PERFORACIÓN Y SU REPRESENTACIÓN ESTEREOGRÁFICA, PARA FACILITAR EL ENTENDIMIENTO DE LA INFLUENCIA DE LA DIRECCIÓN DE ESFUERZOS LOCALES DEL CAMPO EN LA TRAYECTORIA DE LOS POZOS.	55
FIG. 4.1 PLAN GRÁFICO DEL POSICIONAMIENTO DE UN POZO.	57
FIG. 4.2: COMPARACIÓN ENTRE LA TRAYECTORIA PLANEADA Y LA REAL CORREGIDA POR GEONAVEGACIÓN.	58
FIG. 4.3: TRAYECTORIA DEL POZO PILOTO, PLANIFICADA Y CORREGIDA, Y SUS RESPECTIVOS PUNTOS DE ATERRIZAJE.	59
FIG.4.6: EJEMPLO DE UNA APROXIMACIÓN A UNA FORMACIÓN INDESEADA DE ALTA CONDUCTIVIDAD EN EL QUE SE DISPONE DE SOLO UNA CURVA DE RESISTIVIDAD SIMPLE. EN ESTE CASO NO ES POSIBLE DETERMINAR SI EL ACERCAMIENTO ES POR LA PARTE SUPERIOR O INFERIOR.	62
FIG.4.7: EL MISMO EJEMPLO DE LA FIG.4.6, PERO DISPONIENDO DE MAYOR INFORMACIÓN. LAS CURVAS AZIMUTALES PERMITEN INFERIR QUE EL POZO SE APROXIMA A LAS LUTITAS POR LA PARTE INFERIOR DEL POZO.	63
FIGURA.4.9: COMPARACIÓN ENTRE LA TRAYECTORIA PLANEADA Y LA EJECUTADA.	64
FIGURA.5.1.ESQUEMA DE ÁREAS DE DRENE DE POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES.	72

Introducción

La perforación de un pozo en tierra o mar, consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento. Antiguamente, este proceso se hacía mediante el golpeteo en el suelo y la roca con algún material duro (escoplo) hasta desgastarlos, se retiraban los recortes de material con alguna cubeta y se continuaba con la operación de golpeo.

En 1959, se desarrolló la teoría de perforar manteniendo la barrena todo el tiempo en contacto con la roca, y no en forma intermitente como el método anterior (por percusión) y que el corte de roca se hiciera mediante la rotación continua de la barrena. Actualmente para perforar un pozo, se utiliza de manera general, un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una barrena conectada a una tubería para taladrar la roca, los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través del espacio anular formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería, suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación.

Ésta operación de perforar un pozo se lleva a cabo, mediante una herramienta denominada Barrena, la cual está localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación, penetrando las capas del subsuelo. La acción de corte de sus dientes, el movimiento rotatorio, la carga ejercida por las tuberías que soporta, el flujo de fluido a alta velocidad son los elementos que provocan cortar las diferentes capas de rocas.

Una de las herramientas indispensables para la perforación de pozos direccionales, es el motor de fondo el cual transforma la energía hidráulica del fluido de perforación en energía mecánica rotativa para la barrena, esto aunado a las herramientas de medición de la perforación en tiempo real son elementos infaltables en las sarta de perforación

La industria petrolera clasifica generalmente a los pozos como: “pozos exploratorios”, “pozos delimitadores” y “pozos de desarrollo”.

Un pozo exploratorio, es aquel que se utiliza para determinar en donde se encuentra el aceite o gas en formaciones dentro del subsuelo. Si éste descubre aceite y/o gas, se pueden perforar muchos más para verificar que el pozo exploratorio encontró una trampa con hidrocarburos. Un pozo que encuentra aceite y gas puede no justificar la explotación del yacimiento ya que saldría más cara la inversión que la ganancia. La perforación de pozos delimitadores se realiza con el objetivo de conocer la máxima extensión del yacimiento, esto con el fin de aumentar o reducir las reservas petroleras. Un pozo de desarrollo, es perforado en campos petroleros existentes. Se realiza esto, para extraer la mayor cantidad de hidrocarburos del campo petrolero.

Con la creciente demanda de hidrocarburos a nivel mundial, la dificultad de extraerlos se va volviendo cada vez mas difícil, los yacimientos a explotar presentan características sumamente complejas, haciendo que la perforación y producción tengan que ajustarse a estos nuevos retos, gracias a nuevas tecnologías y técnicas es posible cumplir con estos.

Entre estas se encuentra la perforación de Pozos Multilaterales, los cuales al tener varias secciones horizontales dentro de la zona productora incrementan el área de drene y a su vez la producción de hidrocarburos.

Una serie de estudios es necesaria para tomar la decisión de perforar este tipo de pozos, gracias a este conjunto de modelos, y aunado al análisis económico del proyecto da la pauta para realizar o no la perforación y terminación de los Pozos Multilaterales.

Si bien, los beneficios al perforara Pozos Multilaterales son bastantes, no están exentos de fallas ya que la incertidumbre en la geología o diversos factores pueden ocasionar que estos pozos no resulten económicamente rentables.

Capítulo 1. Pozos Multilaterales

Entre las actividades más recientes en materia de perforación de pozos, cabe mencionar el uso creciente de tecnologías de perforación no convencionales.

Este nuevo enfoque, utiliza la combinación de diferentes tecnologías con los siguientes objetivos primarios:

1. Incrementar la producción primaria.
2. Reclasificación de reservas (incremento de reservas).
3. Reducir el número de pozos verticales (afectaciones del terreno) requeridos para el desarrollo del campo.

La perforación de Pozos Multilaterales es resultado de ese nuevo enfoque; consiste en perforar varios pozos, a partir de un pozo patrón, con el objetivo de incrementar el área de drenaje del yacimiento (mayor contacto entre el pozo y las rocas productoras) es decir, perforar uno o varios tramos laterales en varias direcciones, partiendo de la sección horizontal, vertical o direccional del pozo patrón para así lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos, mientras se reducen costos e impactos ambientales de contaminación en superficie. Hoy en día, los pozos multilaterales están orientados a penetrar y explotar nuevos objetivos de yacimientos que están siendo explotados con pozos convencionales.

Cuando se desean acrecentar los volúmenes de hidrocarburos drenados o reducir la inversión en la perforación de pozos adicionales, los pozos multilaterales pueden considerarse como una buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Estos se sustentan, en que la productividad de uno de estos pozos se comunica con una mayor área de la formación productora y puede atravesar más fracturas naturales, reducen las caídas de presión en las vecindades del pozo y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

Para tener éxito en los Pozos Multilaterales, es necesario integrar las distintas tecnologías de las compañías de servicio, a través de la sinergia derivada del trabajo conjunto se aprende rápidamente, aplicándose las lecciones aprendidas y de esta manera se logra una mejora continua.

La planeación y ejecución de este tipo de proyectos, requiere la integración de grupos multidisciplinarios formados por ingenieros petroleros, geólogos, petrofísicos y expertos en perforación multilateral. La conceptualización de ésta tecnología, contempla planteamientos no solo en el diseño de la perforación y terminación, sino en los requerimientos de perforación direccional, horizontal y multilateral, además de la terminación y las futuras intervenciones de reparación del pozo

El proceso de optimización del desarrollo del campo, debe resultar de la toma de decisiones respecto a; ¿dónde?, ¿cuándo? y ¿cómo? debería ser la aplicación de esta tecnología. Considerando asegurar la mayor probabilidad de éxito de la operación.

1.1 Identificación del Potencial

Esta fase, incluye la identificación de las posibilidades que tiene un pozo multilateral de ser mejor para el desarrollo del yacimiento que un pozo típico, en donde puede haber un gran número de posibilidades. Algunas de ellas pueden ser complejas; por ejemplo no es lo mismo considerar la simulación completa del campo o sólo el modelo de un pozo específico, además, siempre es recomendable analizar las curvas de declinación de la producción y revisar aquellos estudios donde se apliquen los métodos artificiales de producción.

1.2 Geometría de un Pozo Multilateral

Éste se compone de:

- un pozo o agujero principal.
- una junta multilateral (conexión entre el agujero principal y los laterales).
- una rama o agujero lateral (ramas salientes desde el agujero principal).

La Figura (1.1) ilustra la geometría básica de un Pozo Multilateral.

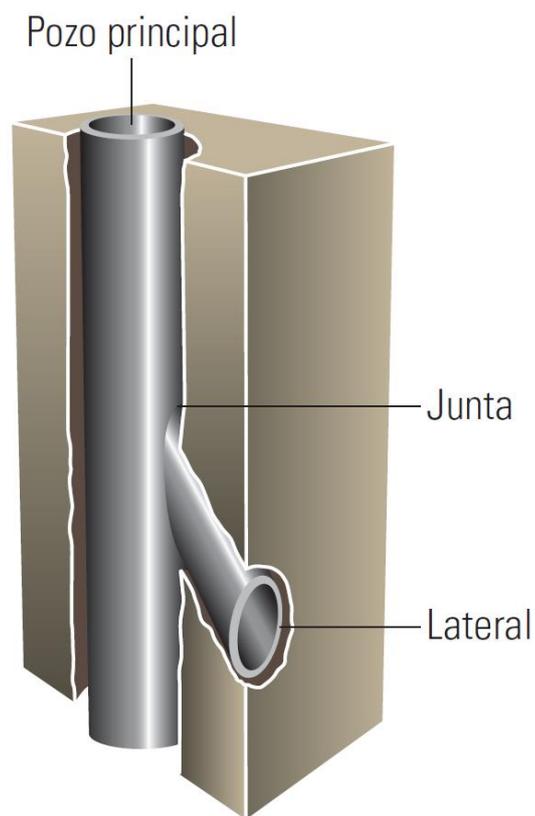


Figura (1.1) Geometría de un pozo multilateral¹

¹ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.37)

1.3 Tipos de Pozos Multilaterales

Existen dos tipos principales de Pozos Multilaterales²:

a) Un mismo plano horizontal (misma profundidad vertical).

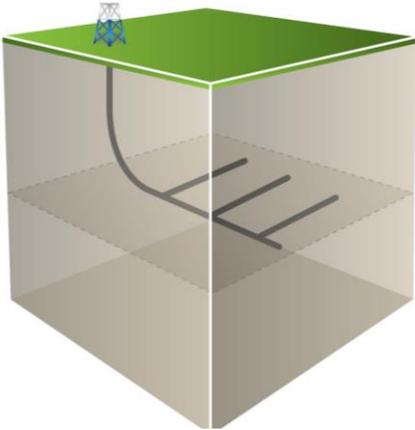


Figura (1.2) Lateral con forma de esqueleto de pescado

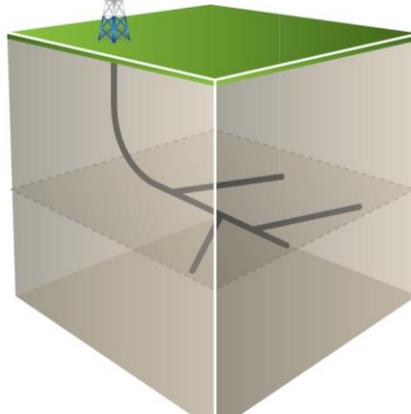


Figura (1.3) Lateral con forma de esqueleto de pescado opuesto

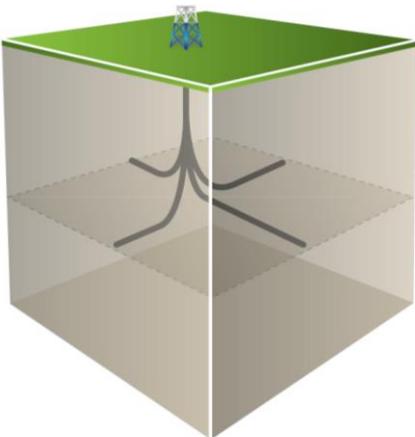


Figura (1.4) Cuadrilateral planar

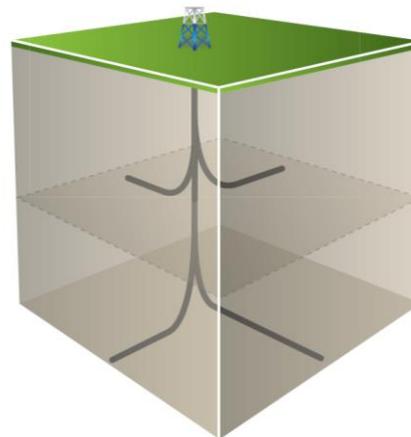


Figura (1.5) Cuadrilateral planar apilado

² WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.37)

b) Un mismo plano vertical (misma dirección a diferentes profundidades)³

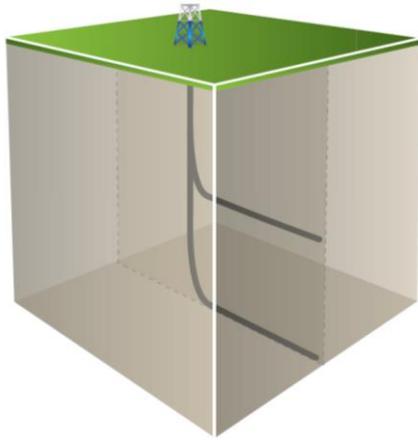


Figura (1.6) Lateral doble apilado

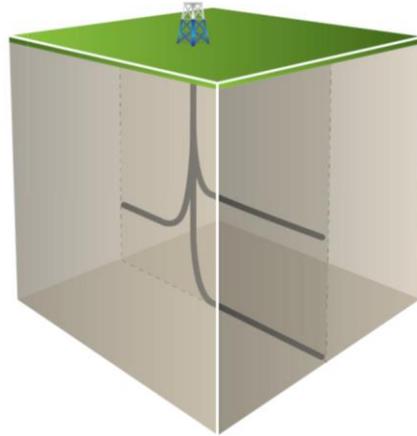


Figura (1.7) Triple lateral opuesto apilado y doble opuesto

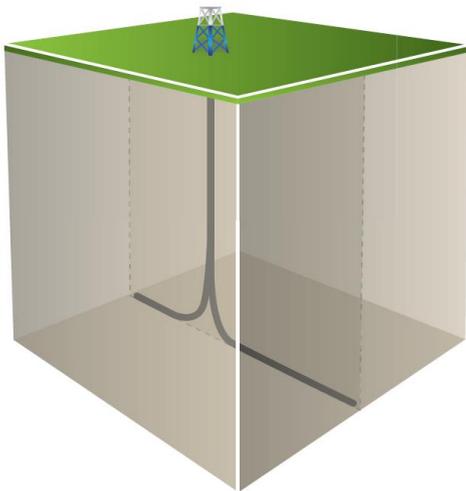


Figura (1.8) Lateral doble planar opuesto

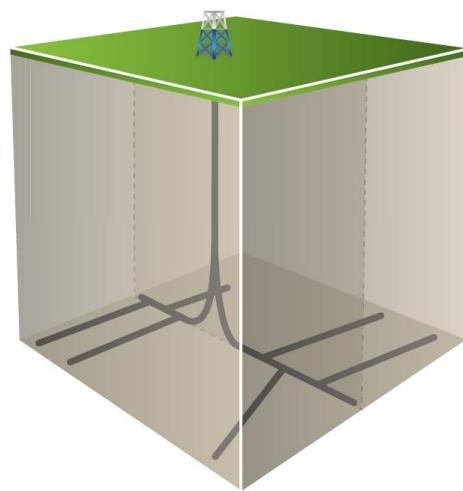


Figura (1.9) Lateral planar doble opuesto con forma de esqueleto de pescado

³ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.37)

Tipos de Pozos Multilaterales en un mismo plano vertical

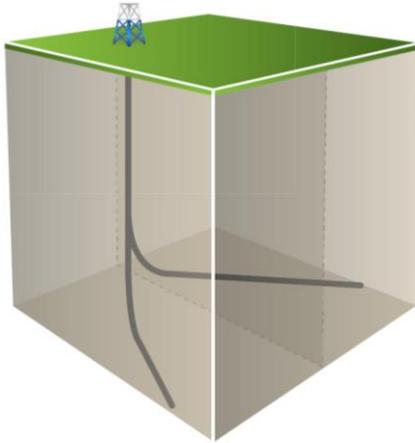


Figura (1.10) Lateral doble planar

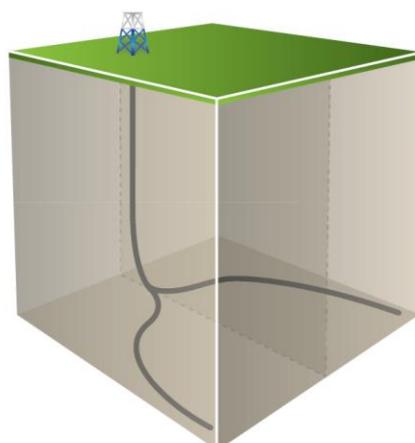


Figura (1.11) Doble lateral apilado

La configuración de los Pozos Multilaterales, pueden variar como se mencionaba desde un pozo principal en arreglos de tipo abanicos horizontales, apilados verticales o dos tramos laterales opuestos (Fig1.12).

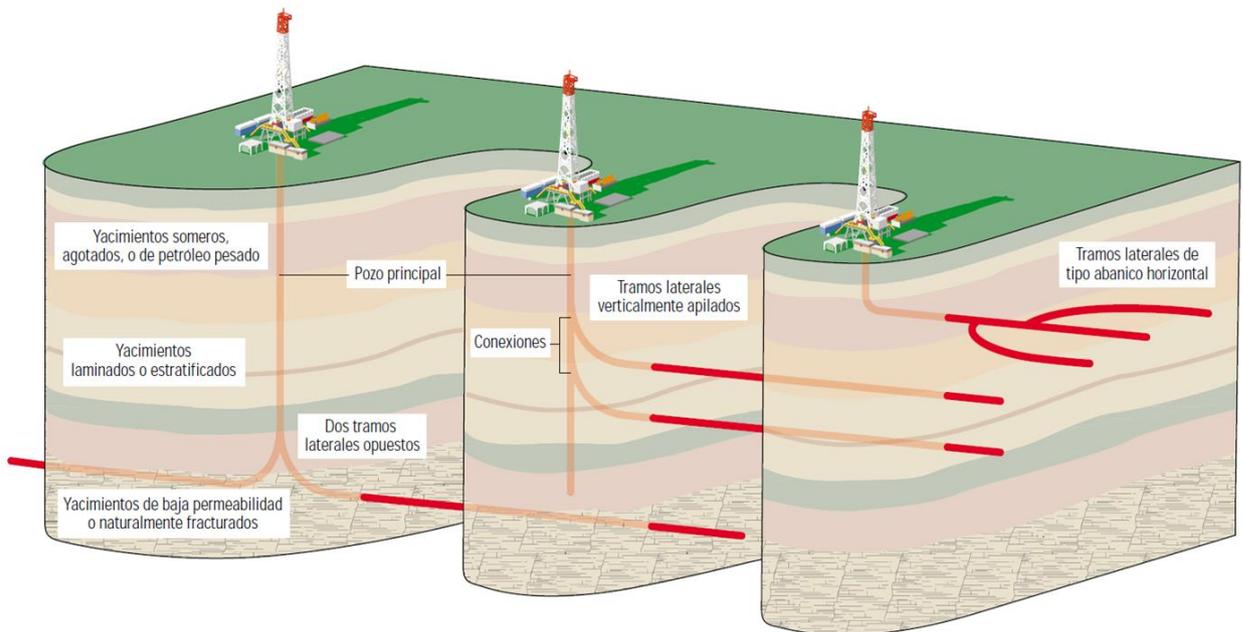


Figura (1.12). Configuraciones basicas de Pozos Multilaterales⁴

⁴ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 57)

Los tramos horizontales, que conforman arreglos de tipo horquilla, abanico o espina dorsal, tienen como objetivo una sola zona productora y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión, de crudo pesado, y campos con agotamiento parcial.

Los tramos laterales, apilados verticalmente resultan efectivos para formaciones laminadas o en yacimientos estratificados; la mezcla de la producción de varios intervalos productores nos da como resultado el aumento en la producción y mejora la recuperación de hidrocarburos. En formaciones de baja permabilidad y naturalmente fracturados, los dos tramos laterales opuestos pueden intersectar mucho más fracturas que un solo pozo horizontal (especialmente si se conoce la orientación de los esfuerzos del subsuelo), y también puede reducir la caída de presión por fricción durante la producción.

1.4 Aplicación en Yacimientos

Los Pozos Multilaterales, reemplazan a uno o más pozos individuales, por ejemplo, un pozo con dos tramos laterales opuestos reemplaza a dos horizontales convencionales; cada uno perforado desde la superficie con tuberías de revestimiento y cabezales de pozos independientes. En áreas con riesgos de perforación, yacimientos profundos, campos petroleros en 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 pozos de las plataformas de perforación o de las plantillas submarinas, y reduce los requerimientos de las instalaciones superficiales 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, espesores de mayor permeabilidad, formaciones laminadas o yacimientos estratificados. 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.

Toda tecnología nueva implica elementos de riesgo y complejidad técnica, de modo que se deben tomar en cuenta las ventajas como las desventajas. La pérdida de un Pozo Multilateral principal, produce pérdidas en la producción proveniente de todas las ramificaciones, las terminaciones de Pozos Multilaterales, son mas complejas desde el punto de vista mecánico que las de los Pozos Convencionales y depende de herramientas y sistemas de fondo. El control del Pozo durante la perforación o la terminación de tramos multilaterales puede presentar dificultades, además, hay mayores riesgos relacionados con el acceso al Pozo a largo plazo para efectuar tareas correctivas u operaciones de manejo de yacimiento.

Después de considerar los aspectos positivos y negativos de la tecnología de perforación de Pozos Multilaterales, así como su impacto a largo plazo en el desarrollo del campo se vislumbran varias aplicaciones en yacimientos. Los Pozos Multilaterales, resultan particularmente adecuados para campos petroleros con reservas de petróleo pesado, baja permeabilidad o naturalmente fracturados, formaciones laminadas o yacimientos estratificados, hidrocarburos pesados con distintos comportamientos estructurales o estratigraficos y con producción madura o con agotamiento parcial.

En los yacimientos de crudo pesado u otros yacimientos de baja movilidad, los Pozos Multilaterales, ofrecen ventajas similares a tratamientos de fracturamiento hidráulico en las zonas gasíferas de baja permeabilidad. El mayor contacto con el yacimiento, estimula la producción de hidrocarburos, los tramos laterales horizontales, también reducen la caídas de presión frente a la formación, atenuan la conificación de agua y mejoran la inyección de vapor en estos yacimientos (Fig 1.13).

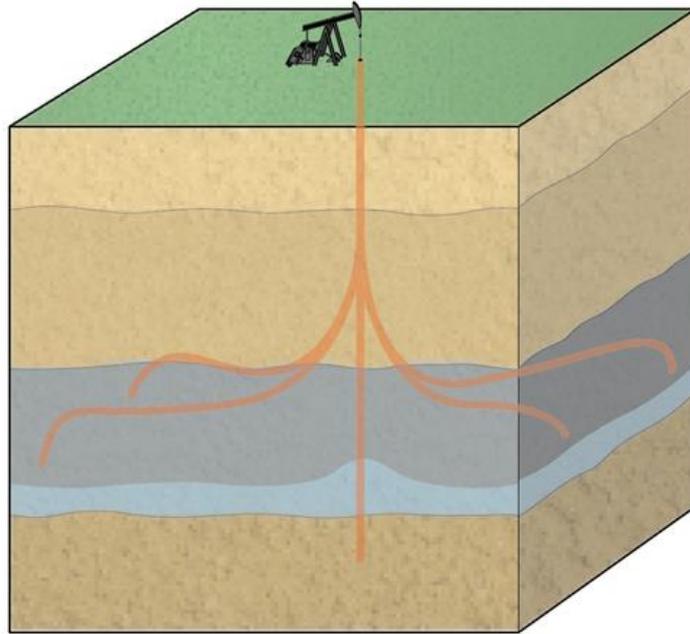


Figura (1.13). Yacimiento de petróleo pesado, además de mejorar la inyección de vapor, los tramos laterales horizontales maximizan la producción de yacimientos de crudo pesado y de yacimientos delgados, someros o agotados, mediante el incremento del área de drenaje del pozo⁵.

Los yacimientos de baja permeabilidad y naturalmente fracturados, se asocian frecuentemente con un nivel de producción limitado, de manera que la anisotropía de la formación constituye un factor importante para el diseño de Pozos Multilaterales. Las fracturas hidráulicas yacen paralelas, no perpendiculares, a las fracturas naturales, en consecuencia, los pozos producen como si las fracturas apuntaladas fueran mucho más cortas que en un yacimiento homogéneo. Los tramos laterales horizontales, perforados en forma perpendicular a las fracturas naturales mejoran sustancialmente la producción del pozos ya que intersectan las fracturas (Fig. 1.14).

⁵ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 58)

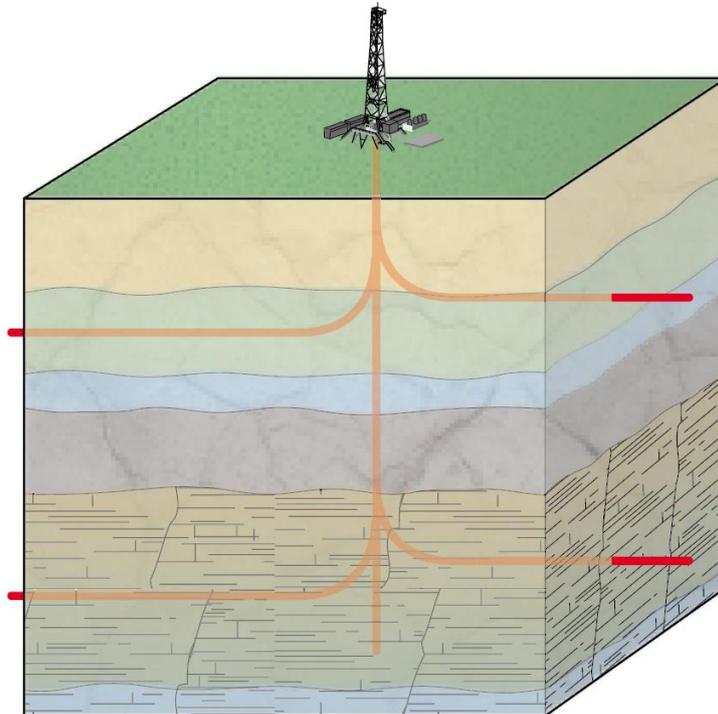


Figura (1.14). Yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados, los tramos laterales horizontales aumentan la probabilidad de intersectar fracturas naturales y de terminar un pozo rentable en este tipo de formaciones cuya orientación de fracturas se desconoce. Si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, los tramos laterales opuestos permiten optimizar el contacto del pozo con el yacimiento⁶.

En las zonas laminadas y en yacimientos estratificados o formaciones heterogéneas, los Pozos con tramos laterales, colocados verticalmente permiten mejorar la productividad y la recuperación de reservas, ya que conectan múltiples intervalos productores separados por barreras verticales de diferente permeabilidad. (Fig. 1.15)

La explotación simultánea de zonas múltiples, ayuda a mantener los regímenes de producción por encima del límite económico de las instalaciones superficiales o de las plataformas marinas, y a prolongar la vida económica de los pozos y campos petroleros .

⁶ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 58)

Con Pozos Multilaterales, se pueden explotar reservas de crudo pesado en distintas zonas dentro de un mismo yacimiento, creados por ambientes sedimentarios, la diagénesis y fallas que actúan como sello.

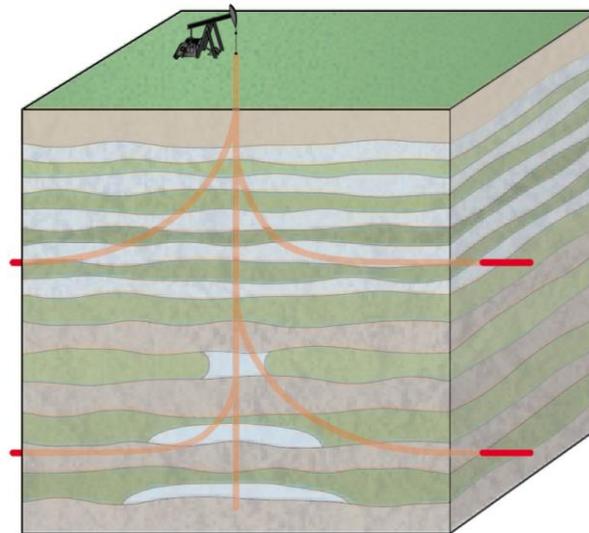


Figura (1.15). Formaciones laminadas o yacimientos estratificados. En yacimientos estratificados, varios tramos laterales colocados verticalmente contactan un área mas extensa del yacimiento que un pozo vertical y puede explotar multiples formaciones productoras. Mediante la modificación de la inclinación de los tramos laterales y de la profundidad vertical de cada pozo, es posible drenar mutiples formaciones delgadas⁷.

Cuando los volúmenes de reservas contenidas en estos bloques individuales, no justifican un pozo para cada bloque, las terminaciones de tramos múltiples son una opción viable, ya que permite conectar varias secciones geológicas (Fig. 1.16). Este tipo de comportamiento geológico, también se produce cuando el agua de acuíferos naturales o el agua inyectada barren más allá de las áreas de baja permeabilidad, dejando zonas de petróleo y gas que pueden recuperarse mediante la construcción de Pozos Multilaterales.

⁷ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 59)

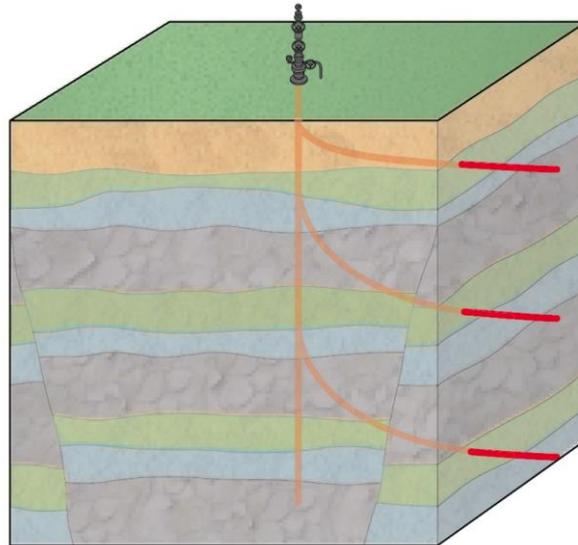
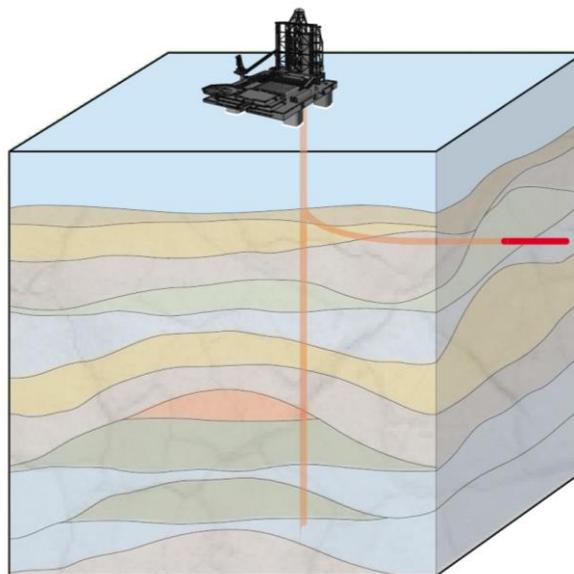


Figura (1.16). Comportamientos geológicos aislados, los Pozos Multilaterales, suelen ser más eficaces que los pozos individuales para explotar crudos pesados en distintos comportamientos geológicos o como resultado del agotamiento parcial de las reservas⁸.

En forma similar, los Pozos Multilaterales, permiten el desarrollo de yacimientos pequeños y campos remotos sin posibilidad de ser explotados mediante pozos verticales, de alto ángulo u horizontales convencionales (Fig.1.17). Las empresas operadoras, también utilizan pozos multilaterales para explotar yacimientos de baja presión y yacimientos parcialmente agotados, específicamente para la perforación de pozos de relleno y de re-entradas.



Figura(1.17). Yacimientos satélite, los Pozos Multilaterales, constituyen una forma eficaz y económica de explotar campos remotos y yacimientos pequeños que contienen volúmenes de hidrocarburos limitados⁹.

⁸ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 59)

⁹ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 59)

En campos petroleros maduros los Pozos Multilaterales mejoran la perforación de Pozos de Relleno ya que tienen como objetivo áreas cuya explotación no resulta económica con Pozos Individuales. Cuando la producción se estabiliza, la perforación de ramificaciones laterales desde pozos existentes, permite explotar hidrocarburos adicionales sin sacrificar los niveles de producción. Esta estrategia, mejora los niveles de producción de un pozo y aumenta las reservas recuperables, permitiendo la explotación económica de yacimientos maduros, siempre y cuando nuestro análisis económico indique que es factible perforar los multilaterales.

Este tipo de pozos también ayuda a modificar el drenaje del yacimiento en proyectos de recuperación terciaria que utiliza la inyección de agua o vapor. Las ramificaciones laterales, desviadas a partir de pozos existentes, controlan la localización del flujo y permiten mejorar los esquemas de inyección a medida que la eficiencia de barrido cambia con el tiempo. La producción de hidrocarburos pesados y la relación de los esquemas de inyección con las ramificaciones laterales, eliminan la necesidad de forzar las reservas hacia los Pozos de producción existentes.

Los Pozos Multilaterales, también ayudan a controlar la entrada de gas y agua. Los tramos laterales atenúan la conificación de agua y de gas en ciertos yacimientos, especialmente en aquellos que tienen zonas con casquete de gas o acuífero activo. Mejoran la recuperación, durante la despresurización del casquete de gas en las últimas etapas de la vida útil del campo y también ayuda a mejorar la productividad en proyectos de almacenamiento de gas en el subsuelo.

Algunas empresas operadoras utilizan a los Pozos Multilaterales en las etapas de exploración para mostrar la calidad del yacimiento horizontal y su extensión areal, para evaluar las trampas estratigráficas. Otro de los roles de estos Pozos, es la delimitación del yacimiento, mediante la planeación de dos o más tramos laterales perforados desde un pozo principal, se puede explorar un área más extensa desde una sola localización en superficie. Este procedimiento, genera mayor flexibilidad durante la delimitación del campo ya que permite que cada tramo lateral sea planificado con base en el conocimiento adquirido durante la perforación del pozo principal y de los tramos laterales precedentes.

1.5 Beneficios al Implementar Pozos Multilaterales

Las ventajas al implementar Pozos Multilaterales para el desarrollo de campos petroleros se muestra a continuación, indicando en algunos, ejemplos de los beneficios obtenidos.

- *Incremento en la producción de las reservas* – La posibilidad de colocar demasiados pozos convencionales, explotar un yacimiento obstaculizado por geología complicada y otras restricciones, hace de la tecnología multilateral una opción más viable que las de Pozos Horizontales. Por ejemplo, en áreas con reservas marginales no sería factible la explotación adecuada con pozos horizontales de configuración sencilla, que no fueran capaces de intersecar todos los objetivos.
- *Aceleración en la producción de las reservas* – Al aumentar la rapidez con la que se explota el yacimiento, se incrementa el VPN(valor presente neto) de los Pozos Nuevos. Al maximizar la recuperación de hidrocarburos, se extiende la vida de un campo maduro, debido a que se tiene acceso a nuevas reservas y se extiende la funcionalidad de Pozos ya existentes. La construcción de Pozos Multilaterales, a partir de Pozos existentes hace que la producción de reservas marginales o aisladas sea económicamente factible, además de aumentar la funcionalidad y extender la vida de Pozos Existentes.
- *Delimitación de yacimientos* –La verificación de las reservas requiere la delimitación de los yacimientos utilizando Pozos que pueden atravesar la zona de objetivo, para confirmar estas reservas, es necesario realizar pruebas de flujo, registros y perfiles sísmicos verticales.
- *Manejo del flujo de entrada* – Las características de flujo en Pozos Horizontales largos pueden causar algunos problemas. Las caídas de presión por fricción en el tramo lateral altera el flujo, en Pozos Horizontales, la caída de presión y flujo en el área de transición (de horizontal a vertical) es mayor que en la sección horizontal. Estas pueden provocar conificaciones de agua o gas, en estos casos la construcción de tramos multilaterales opuestos ofrece dos secciones horizontales más cortas para una misma longitud horizontal efectiva. La alteración del flujo mejora a lo largo de los dos laterales, incrementando la producción y manteniéndose por debajo del umbral de conificación.

- *Impacto ambiental* – Muchas veces, uno de los motivos principales para la construcción de Pozos Multilaterales, es la falta de espacio o de infraestructura, agregar Pozos adicionales a una plataforma marina, podría llegar a involucrar la compra o renta de nuevas plataformas una vez que todas las guías para los tubos conductores ya han sido utilizadas. En campos maduros, se pueden explotar reservas aisladas al agregar tramos laterales, para operaciones terrestres, existen consideraciones ambientales y de localización que limita el espacio disponible para el desarrollo de nuevos Pozos. La consolidación de configuraciones multilaterales en Pozos existentes disminuye este tipo de problemas.

- *Producción de crudo pesado* – Las propiedades de los crudos pesados, hacen que los yacimientos que almacenan tales fluidos, sean particularmente aptos para ser explotados mediante Pozos Multilaterales gracias al un mayor radio de drenaje de la sección multilateral.

- *Reducción de costos* - Los gastos operativos y las erogaciones de capital, derivados del desarrollo y la explotación del campo, pueden reducirse cuando se utiliza la tecnología de Pozos Multilaterales. Dicha reducción de costos, esta asociada con el equipo superficial (cabezales de producción, oleoductos, gasoductos, tuberías, etc.), la perforación y la terminación así como sistemas artificiales de producción.
- *Reducción del ciclo de proyectos* – Para incrementar el valor presente neto de cualquier proyecto petrolero, es necesario desarrollar el campo lo más rápido posible. La aplicación de tecnología multilateral, reduce el tiempo requerido para la construcción de pozos, ya que elimina la necesidad de mover el equipo y perforar los pozos nuevos.

1.6 Antecedentes Históricos

Las formas más básicas de Pozos Multilaterales, se conocen desde la década de los 50's, no obstante los primeros métodos de perforación y los equipos de terminación iniciales resultaban adecuados solo para ciertas aplicaciones. Las mejoras que se hicieron a las técnicas de construcción de pozos, en la década de los 90's, permitieron a las diferentes compañías perforar y terminar cada vez más pozos con múltiples ramificaciones laterales. En la actualidad, los pozos principales y tramos laterales, pueden perforarse verticalmente, con altos ángulos, también los hay horizontales para afrontar las distintas condiciones del subsuelo.

1957-68: En la URSS, se perforan 3 pozos.

1980: ARCO perforó el pozo lateral, K-142, en Nuevo México, EUA. Perforación horizontal.

1987-1995: Se perforaron 315 Pozos Multilaterales en EUA.

1984: ELF Aquitaine, termina el primer Pozo Trilateral en Europa.

1995: Phillips Petroleum, termina el primer trilateral en el Mar del Norte.

2000: Petrozuata, perfora más de 100 multilaterales en la Faja del Orinoco, Venezuela.

2006: PEMEX Exploración y Producción perfora el pozo Papan-93 (Fig.1.19) en Veracruz.

- Perforado en 62 días.
- Productor de más de 80 MMpc/día

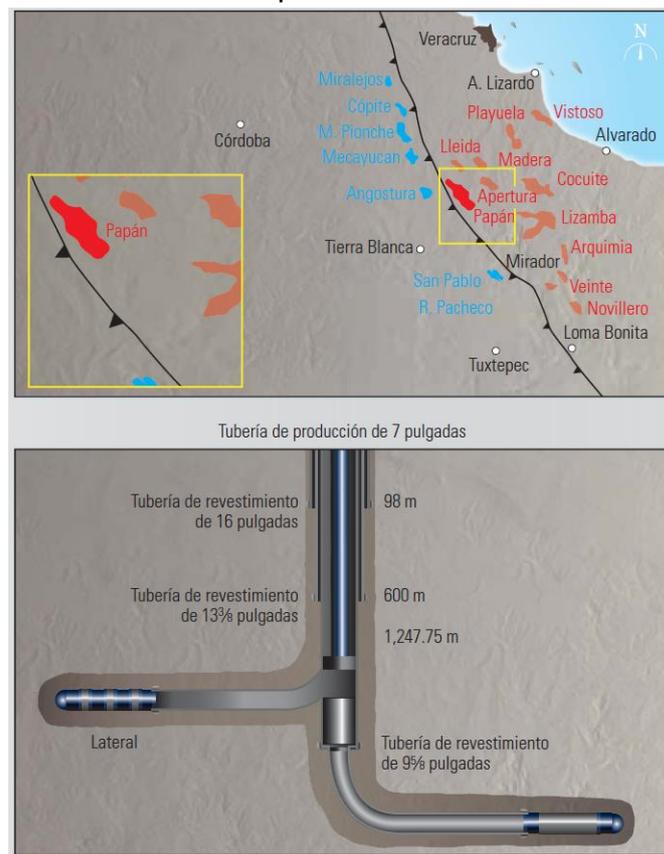


Figura (1.19) Pozo Papan-93, Unidad operativa Veracruz PEMEX Exploración y Producción (2006)¹¹

¹¹ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.40)

Capítulo 2. Técnicas de Perforación de Pozos Multilaterales

Las crecientes dificultades para producir petróleo y gas, lo mismo que limitaciones en la recuperación de los hidrocarburos presentes en el subsuelo, hacen necesario la implementación de la tecnología multilateral, para maximizar la producción de campos nuevos y en desarrollo. Numerosas aplicaciones multilaterales, han sido empleadas alrededor del mundo utilizando una variedad de técnicas y estrategias. La aceptación de la tecnología multilateral, está creciendo conforme la industria integra sistemas de funcionalidad mejorada con metodologías de instalaciones simples y de bajo riesgo. En consecuencia, ahora es posible justificar de manera más precisa la utilización de tecnología multilateral.

Existen numerosas razones, que han guiado la selección de la tecnología multilateral sobre configuraciones de pozos más convencionales, tales como Pozos Horizontales simples. Alrededor del mundo, los Pozos Multilaterales, han sido construidos por distintos motivos y varían en el grado de funcionalidad y complejidad. La justificación para implementar Pozos Multilaterales dependerá del campo en explotación.

La perforación multilateral, parte de la buena planeación del pozo principal (patrón), sea vertical, horizontal o direccional, considerando los siguientes requerimientos para la perforación de los laterales:

- Objetivo del pozo y localización en superficie.
- Características y modelo geológico del yacimiento.
- Tipos de fluidos para la perforación y terminación.
 - Aditivos especiales de lubricación en el fluido de perforación para reducir el esfuerzo de torsión y arrastre.
- Problemas litológicos encima de la zona de objetivo.
- Restricción del diseño.
- Restricción de desplazamiento horizontal.
 - Profundidad de salida.
 - Uso de protectores en la sarta de perforación, para evitar el desgaste en la tubería de revestimiento en la zona de desviación de los laterales.
 - Diseño de una hidráulica óptima, para una limpieza efectiva del agujero.
 - Disponibilidad de las herramientas de desviación.
 - Centralizadores y accesorios en la tubería de revestimiento.

- Diseño y construcción de la selección curvada del pozo.
 - Uso de sistemas rotatorios (RSS, por sus siglas en inglés), motores de fondo y herramientas de medición, mientras se perfora (MWD).
 - Diseño direccional, para la preselección del pozo patrón.
 - Tubería articulada, para la construcción de secciones curvadas de radio corto.
 - Herramientas especiales de dirección, para la preselección del curso de la barrena a lo largo del pozo.
- Junta multilateral
 - Comunicación mecánica, entre la rama lateral y el pozo principal.
 - Comunicación y aislamiento, entre el pozo principal y el lateral de acuerdo con las necesidades de producción; esto provee de una presión integra entre ambos pozos.
- Restricción de re-entradas en el pozo
 - Acceso y selección de re-entradas.
 - Trabajos futuros de reparaciones, estimulaciones y empacamientos de grava y arena.
- Sistema de terminación
 - Sistema de terminación multilateral, capaz de operar en tramos curvados de 45° a 60° por cada 100 pies.
 - Sistemas versátiles de terminación y reparación en pozos ya existentes con el fin de reducir los costos e incrementar la producción, en pozos verticales, direccionales u horizontales.
 - Aislamientos parciales y/o totales de un pozo.
- Métodos de producción.
- Comportamiento de la producción estimada.
- Análisis económico.
- Dividendos.
- Costos.

2.1 Identificación de la Tecnología a Emplear

La clasificación de los Pozos Multilaterales es muy diversa y depende de las diferentes funciones y beneficios que tales pozos presentan. El entendimiento de esas funciones, es una parte importante del proceso de identificación de la tecnología a emplear, en donde se identifica:

- La utilización de los Pozos Multilateral es para mejorar el desarrollo del campo.
- Las localizaciones y diseños preliminares de los pozos.
- Los beneficios potenciales de la utilización de pozos multilaterales.
- La evaluación económica preliminar.

- Las opciones preferidas de desarrollar.

2.2 Requisitos del Sistema Multilateral a Implementar

Después del plan modelo de desarrollo, la siguiente fase consiste en identificar detalladamente los requerimientos del sistema. Esto implica especial atención en las especificaciones de la terminación y necesidad de acceso al yacimiento, en vez de seleccionar simplemente un sistema en particular en función de los riesgos que se van a tomar, para esta fase se señalan:

- El diámetro final del pozo.
- El diámetro mínimo requerido de la ventana.
- La terminación en agujero descubierto.
- Si se requiere el sello de la ventana y, si es el caso, definir qué tipo.
- La necesidad de acceso al pozo en el futuro, ya sea al principal o al lateral.
- Los requisitos operacionales: presión, temperatura, metalurgia, etc.

Esta fase, debe llevarse a cabo en completo entendimiento de las capacidades de los sistemas multilaterales y su impacto en el desarrollo del campo.

2.3 Propuesta Técnica

Este estado, comienza con la selección de un sistema que cumpla con los requisitos identificados anteriormente. Luego continua una detallada planeación preliminar para determinar la factibilidad del proyecto. El objetivo de esta fase, consiste en confirmar que los diseños multilaterales ya seleccionados puedan realizarse y cumplan con las condiciones establecidas. En caso contrario, habría que analizar hasta encontrar el mejor diseño desde el punto de vista económico. Los resultados comprenden:

- Selección del sistema multilateral apropiado.
- Planificación direccional, esfuerzos de torsión y arrastre.
- Puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Requisitos de terminación y procedimiento operacional detallado.
- Selección del fluido de perforación.
- Costo operacional y esquema logístico.
- Análisis costo- beneficio.

Un elemento clave de este proceso, es la determinación de riesgos y recompensas. Esta evaluación, hace hincapié en los riesgos principales que surgen de la aplicación de ésta tecnología: perforación, incertidumbre en el yacimiento y flexibilidad en el plan de desarrollo seleccionado. Un análisis detallado de los riesgos, permitirá juzgar claramente la utilización de la tecnología multilateral. También es necesario, lograr un entendimiento claro de

los beneficios, las recompensas, los problemas potenciales y el marco económico dentro del cual se ejecutará el proyecto.

Las terminaciones de los tramos laterales se realizan en agujero descubierto o con tubería de revestimiento “disparadas” cementadas o no cementadas. Otros diseños de terminación emplean arreglos mecánicos para lograr una adecuada conexión, integridad hidráulica y acceso selectivo para las conexiones entre las tuberías de revestimiento de los tramos laterales y la tubería de revestimiento del pozo principal.

Como cualquier otra terminación de pozos, las tuberías de revestimiento para los tramos laterales, suelen incluir empacadores externos para garantizar el aislamiento de diferentes zonas o filtros (cedazos) mecánicos para el control de la producción de arena. La producción, proveniente de los tramos laterales individuales puede mezclarse entre sí o fluir hasta la superficie mediante tuberías de producción independientes. Hoy en día, los pozos también pueden incluir elementos de terminación de vanguardia para controlar y vigilar rutinariamente el flujo proveniente de cada ramificación lateral. En consecuencia, los riesgos de perforación y terminación varían con la configuración del pozo, la complejidad de las conexiones, las necesidades de terminación del pozo y el equipo de fondo.

2.4 Clasificación según el Foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales (TAML, por sus siglas en ingles)

- Clasificación de complejidad
 - Niveles 1 al 6.
- Clasificación de funcionalidad
 - Descripción del pozo (Tabla 1)
 - Pozos nuevo / Existente.
 - Número de juntas.
 - Tipo de pozo (productor con o sin sistema artificial de producción; inyector o multipropósito)
 - Tipo de terminación(sencilla, doble o concéntrica)
 - Descripción de la junta(Tabla 2)
 - Conectividad
 - Accesibilidad (re-entrada no selectiva, re-entrada (sin terminación) o re-entrada a través de la tubería)
 - Control de flujo (ninguno, selectivo, monitoreado remotamente o monitoreado y controlado remotamente).

En general, el nivel se refiere al tipo de juntas entre pozo principal y rama lateral. La funcionalidad de la terminación multilateral y la complejidad de la junta, aumentan con el nivel, y el costo de construcción de una junta incrementa con la complejidad de la misma.

Estatus del pozo	N° de uniones	Tipo de pozo	Tipo de completación
Nuevo	1	PA (productor con levantamiento artificial)	S (tubería simple)
		PN (productor con levantamiento natural)	
Existente	2	IN (inyector)	D (tubería doble)
	3	MP (propósito múltiple)	C (tubería concéntrica)

Tabla 1. Descripción del pozo, según TAML

Conectividad	Accesibilidad	Control de flujo
Algunas categorización como el sistema calificación Tier 1 (más rango de presión si es aplicable)	NR (sin reentrada selectiva)	NON (ninguno)
Nivel 1	PR (reentrada mediante jalado de la terminación)	SEL (selectivo)
Nivel 2	Tubería de revestimiento (completación a través de la tubería)	SEP (separado)
Etcétera		REM (vigilancia remota)
		RMC (vigilancia y control remotos)

Tabla 2. Descripción de la junta, según la TAML

Las conexiones laterales, constituyen un elemento crítico de las terminaciones de los Pozos Multilaterales, y pueden fallar bajo la acción de los esfuerzos existentes en el subsuelo y ante las fuerzas inducidas por la temperatura y las presiones diferenciales que se desarrollan durante la producción del pozo. Los Pozos Multilaterales, se caracterizan de acuerdo con las definiciones establecidas en el Foro de Avance Técnico de Pozos Multilaterales (TAML, por sus siglas en inglés). Estos estándares, clasifican a las conexiones en seis niveles, niveles 1 a 6, según el grado de complejidad mecánica, conectividad y aislamiento hidráulico.

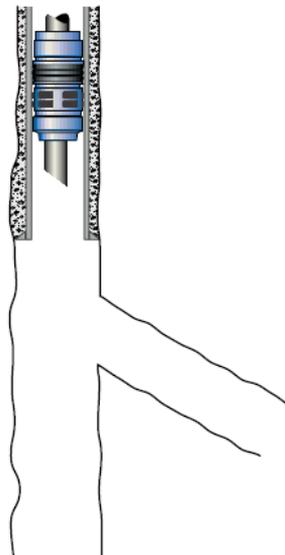
Las conexiones se dividen en dos grupos generales: aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4) y las que si lo hacen (Nivel 5 y 6). El éxito de los Pozos Multilaterales, depende de la durabilidad, la versatilidad y la accesibilidad de las conexiones.

Los sistemas de Nivel 3 y el Nivel 6, son sugeridos como las conexiones multilaterales preferidas.

Las conexiones del Nivel 3, traen incorporado un empalme y una conexión mecánica entre la tubería de revestimiento del tramo lateral y la tubería de revestimiento primaria, que permite el acceso selectivo y el reingreso a las ramificaciones laterales. Las conexiones Nivel 6, forman parte de la tubería de revestimiento primaria que ofrece integridad hidráulica y acceso a los tramos laterales.

2.5 Clasificación de las Conexiones

Nivel 1-Pozo de re-entrada, sin entubar o conexión sin soporte.

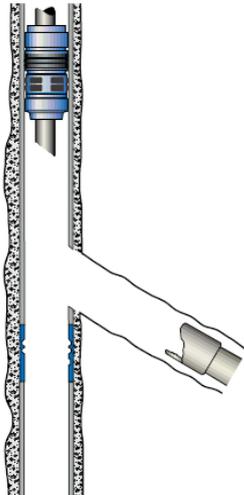


- Agujero descubierto
- Formaciones consolidadas
- Simple
- Acceso lateral limitado
- Control de producción limitado

Figura (2.1) Conexión nivel 1¹²

¹² Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 60)

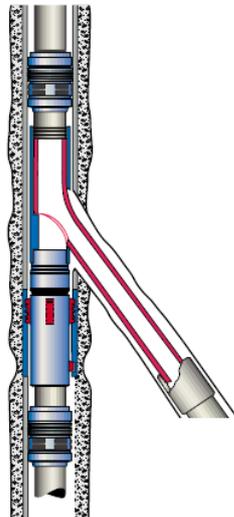
Nivel 2- Pozo principal entubado y cementado, con tramo lateral terminado a agujero descubierto o con tubería de revestimiento sin cementar.



- Acceso completo al agujero principal
- Sin soporte en la junta
- Potencial para re-entrada lateral
- Formaciones consolidadas
- *Liner* opcional(no puede ser instalado en el agujero principal)

Figura (2.2) Conexión nivel 2¹³

Nivel 3- Pozo principal entubado y cementado, con tramo lateral entubado y sin cementar, con tubería de revestimiento conectada mecánicamente al pozo principal (color rojo)



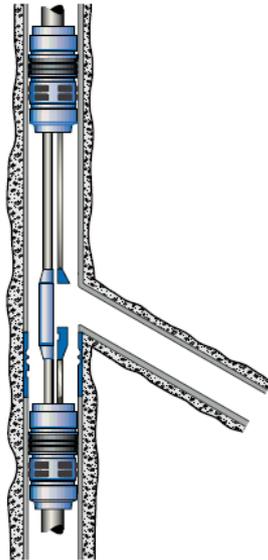
- Junta soportada mecánicamente
- *Liner* lateral instalado con junta colgador en el agujero principal(sin cementar)
- Acceso para re-entrada al agujero lateral y al principal
- Formaciones consolidadas
- Sin integridad hidráulica en la junta

Figura (2.3) conexión nivel 3¹⁴

¹³ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 60)

¹⁴ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 60)

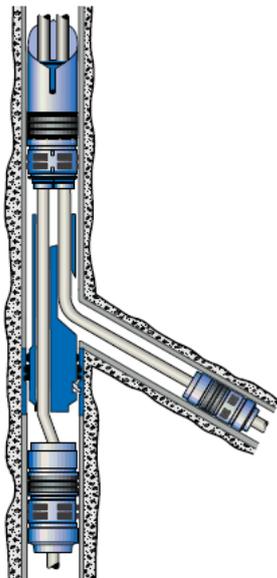
Nivel 4 –Pozo principal entubado y cementado, con tramo lateral entubado y cementado, con tubería de revestimiento del tramo lateral conectada mecánicamente al pozo principal.



- Junta soportada mecánicamente
- Cementado en la junta
- Sin integridad hidráulica en la junta
- Acceso para re-entrada al agujero principal y lateral
- Formaciones consolidadas o no consolidadas

Figura (2.4) Conexión nivel 4¹⁵

Nivel 5 –Pozo principal entubado y cementado y tramo lateral entubado, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por los componentes de terminación adicionales ubicados dentro del pozo principal (empacadores sellos y tuberías).



- Junta soportada mecánicamente
- Integridad de presión lograda a través de la terminación
- Acceso para re-entrada al agujero principal y lateral
- Formaciones consolidadas o no consolidadas
- Cemento no es un sello

Figura (2.5) Conexión nivel 5¹⁶

¹⁵ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 60)

¹⁶ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 60)

Nivel 6- Pozo principal entubado y cementado, tramo lateral entubado, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están provistos por la tubería de revestimiento primaria en la intersección de la tubería de revestimiento del tramo lateral sin componentes de terminación adicionales dentro del pozo principal.



- Integridad de presión lograda a través de la tubería de revestimiento
- Integridad de presión lograda a través de la terminación
- Cemento no es un sello
- Acceso a re-entrada al agujero principal y lateral
- Formaciones consolidadas y no consolidadas

Figura (2.6) Conexión nivel 6¹⁷

2.6 Procesos de Entrada en la Tubería de Revestimiento

2.6.1 Proceso de Ventanas Precortadas en la Tubería de Revestimiento

Las aplicaciones para las conexiones cuádruples, incluyen pozos nuevos que requieren conexiones de diámetro completo en yacimientos someros de petróleo pesado, formaciones de baja permeabilidad o naturalmente fracturados y campos maduros con agotamiento parcial. Este sistema, no requiere de corte en la tubería de revestimiento, conecta las tuberías de revestimiento de los tramos laterales a la tubería de revestimiento primaria de un pozo principal y permite la cementación de las tuberías de revestimiento laterales, tal proceso se ilustra a continuación:

¹⁷ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 60)

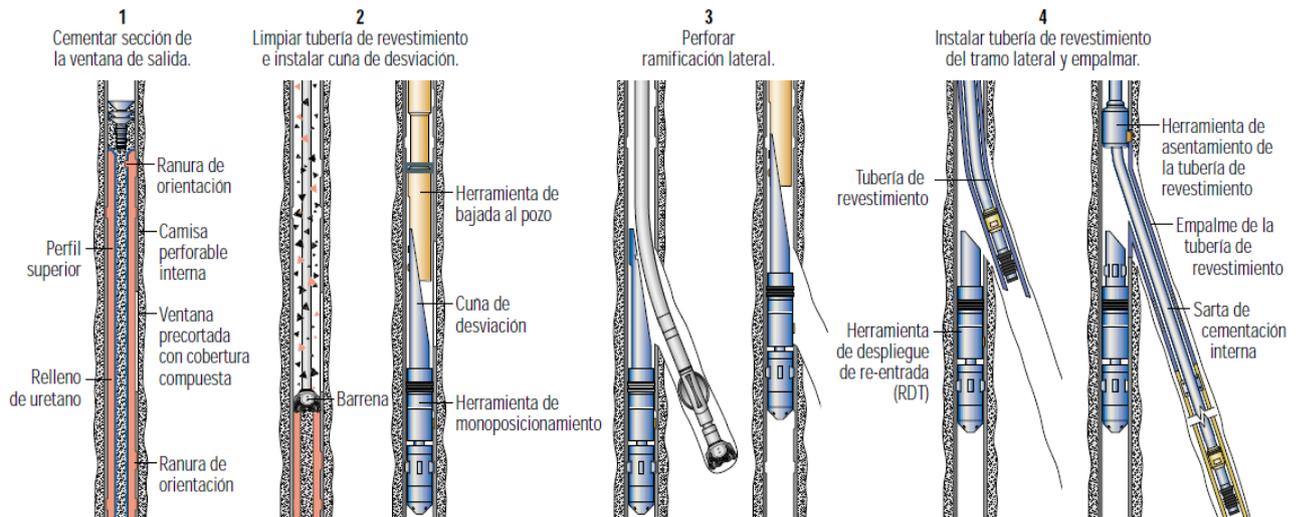


Figura (2.7) Primeros cuatro pasos a seguir en el proceso de ventanas precortadas en tubería de revestimiento¹⁸.

1. Instalar las conexiones a la profundidad propuesta, orientar las ventanas en base a mediciones giroscópicas y cementar la tubería de revestimiento primaria.
2. Perforar la camisa interna y cementar. Asentar la cuña de desviación recuperable y la herramienta de monoposicionamiento en el perfil ubicado debajo de la sección de la ventana. Recuperar la herramienta de bajada al pozo.
3. Perforar el tramo lateral y extraer el arreglo de perforación, recuperar la cuña de desviación para perforar el tramo lateral opuesto; recuperar la cuña de desviación y la herramienta de monoposicionamiento, limpiar el pozo principal, repetir el procedimiento para el siguiente grupo de ventanas
4. Colocar el arreglo de tubería de revestimiento, la herramienta de despliegue de re-entrada (RDT) y la herramienta de monoposicionamiento en el perfil ubicado debajo de la ventana. Desprender el arreglo de la herramienta RTD, y bajar la tubería de revestimiento en el tramo lateral. Asentar la herramienta de colación de la tubería de revestimiento en el perfil superior y trabar el empalme de la tubería de revestimiento en la ventana precortada.

¹⁸ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 61)

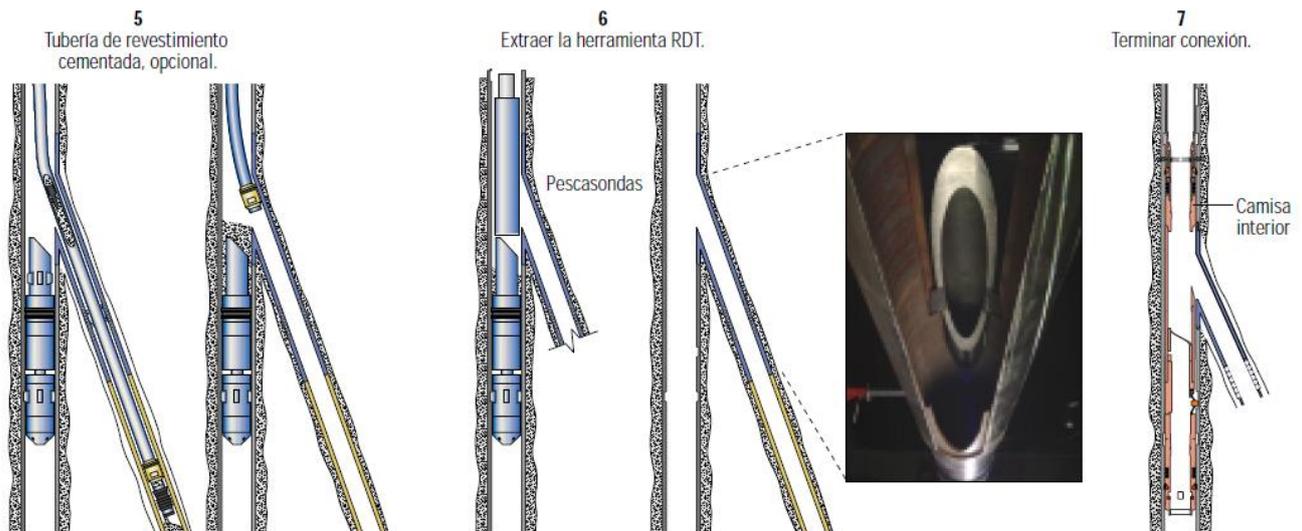


Figura (2.8) últimos tres pasos para finalizar el proceso de ventanas precortadas en la tubería de revestimiento¹⁹.

5. Desenganchar la herramienta de colocación de la tubería de revestimiento, y retirar la sarta de cementación interna.
6. Repasar con tubo lavador la herramienta RDT con el pescasondas, desenganchar la herramienta de monoposicionamiento y recuperar la herramienta RDT.
7. Instalar la camisa de la platilla interior, para mantener la tubería de revestimiento lateral en el lugar adecuado.

2.6.2 Fresado de Ventanas en la Tubería de Revestimiento.

El sistema, utiliza un niple con un perfil característico, denominado cople o cople de tubería de revestimiento indexado (ICC, por sus siglas en ingles), instalado en la tubería de revestimiento primaria para fresar las ventanas de salida destinados para construir los tramos laterales. El cople ICC, sirve como referencia permanente de la profundidad y de orientación direccional para las operaciones de perforación y de re-entrada. Este sistema permite un acceso de diámetro completo en tuberías de revestimiento de 7 y $9\frac{5}{8}$ pulgadas y constituye un componente clave de las conexiones.

¹⁹ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 61)

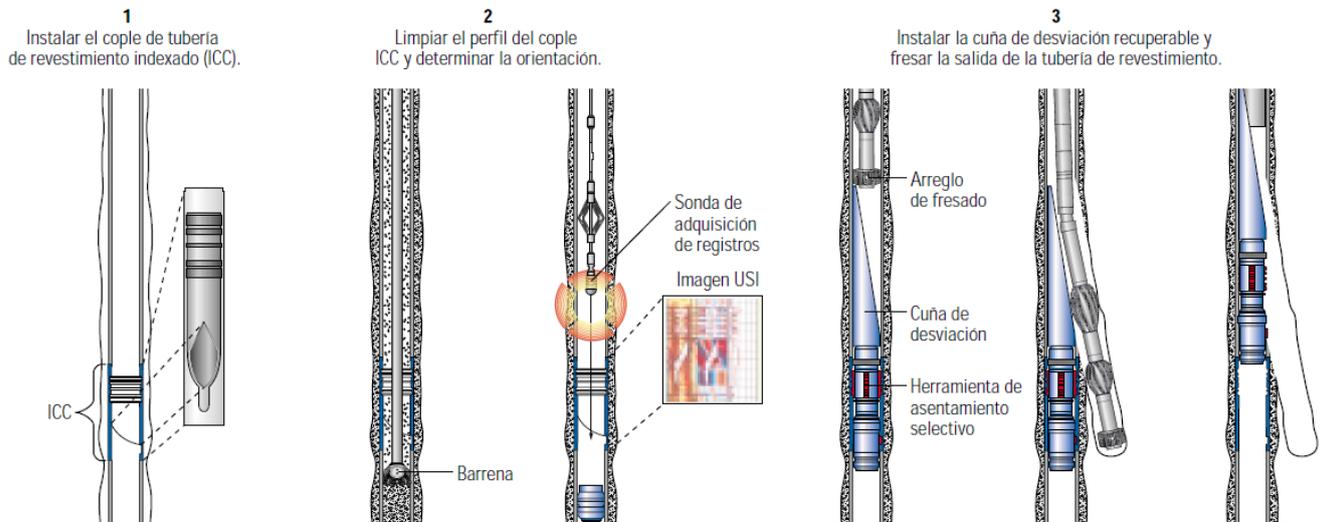


Figura (2.9) Primeros tres pasos para realizar el proceso de fresado de ventanas en la tubería de revestimiento²⁰.

1. Colocar el cople ICC en la tubería de revestimiento, debajo de la profundidad del tramo lateral propuesta y cementar la tubería de revestimiento, el cople ICC se orienta con anticipación. Cementar la tubería de revestimiento.

2. Perforar el cemento. Un revestimiento impide la adherencia del cemento al perfil ICC. Normalmente, el cople se limpia con tapones limpiadores pero también se dispone de una herramienta de limpieza a chorro para limpiar los perfiles ICC. Determinar las orientaciones de un cople con imágenes y registros.

3. Agregar la cuña de desviación recuperable y la herramienta de asentamiento selectivo al arreglo de fresado. Trabar la herramienta de asentamiento selectivo con la chaveta de orientación ajustada, para posicionar correctamente las herramientas en el perfil ICC. Liberar la cuña de desviación y fresar la ventana a través de la tubería de revestimiento, extraer el arreglo de fresado y recuperar la cuña de desviación.

²⁰ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 63)

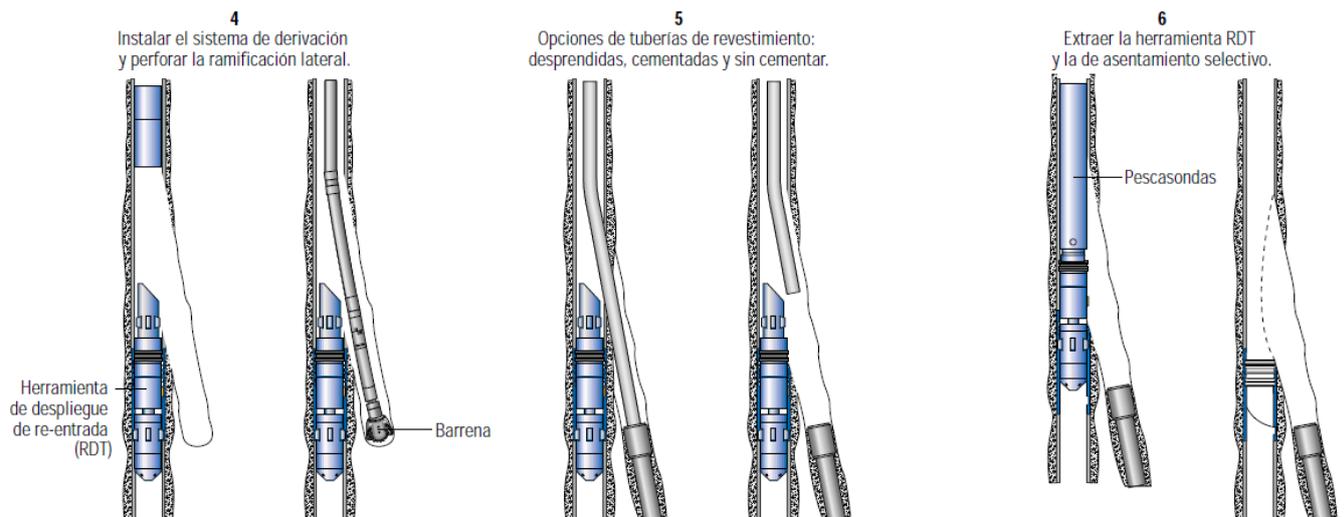


Figura (2.10) Pasos finales del proceso de fresado de ventanas en la tubería de revestimiento²¹.

4. Limpiar el pozo principal. Colocar la herramienta de despliegue de re-entrada (RDT) y la de asentamiento selectivo en el cople ICC, para desviar los arreglos de perforación y las herramientas de adquisición de registros a través de la ventana en la tubería de revestimiento, perforar el pozo lateral.

5. Instalar la tubería de revestimiento, en la sarta de perforación con la guía de la herramienta RDT para lograr la estabilidad de la perforación y el aislamiento de zonas. Bombear cemento, a través, de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento dentro del espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo, hasta un punto ubicado debajo del receptáculo de diámetro interno pulido (PBR) por encima de la tubería de revestimiento, desenganchar la sarta de perforación de la tubería de revestimiento y recuperar la herramienta de bajada al pozo antes de que fragüe el cemento.

6. Recuperar la herramienta RDT y la de asentamiento selectivo.

²¹ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 63)

2.7 Conectividad y Estabilidad de las Conexiones

En las primeras Conexiones Multilaterales, el mantenimiento del acceso selectivo a las ramificaciones, solo era posible con ventanas precortadas o conexiones más complejas, esto dificultaba la planificación de futuros tramos laterales por que la profundidad de las conexiones tenía que determinarse por anticipado, las ventanas precortadas con camisas perforables (Fig.2.11) limitaban la integridad de la tubería de revestimiento. Las nuevas tecnologías, crean una conexión estructural entre las tuberías de revestimiento de los tramos laterales y la tubería de revestimiento primaria que permite el acceso selectivo a las ramificaciones del pozo y al pozo principal. Se entuban todas las ramificaciones del pozo, pero solo se cementa el pozo principal.

Los sistemas de anclaje convencionales con colgadores de tuberías de revestimiento mecánicos o mecanismos de enganche, a menudo se extendían dentro del pozo principal, impidiendo el acceso a este y a los tramos laterales. Las tuberías de revestimiento fresadas permitían el acceso provisional al tramo lateral y al pozo principal, pero estas conexiones con el tiempo colapsaban como consecuencia de las cargas impuestas por la temperaturas y esfuerzos existentes en el subsuelo, la caída de presión del yacimiento, la subsidencia y el alto diferencial de presión desarrollado cuando se utilizan bombas eléctricas sumergibles de gran volumen. Estos sistemas logran la conectividad en las ventanas fresadas de la tubería de revestimiento mediante el manejo de los componentes de las conexiones en el fondo del pozo a fin de cerrar las tolerancias dimensionales. Las conexiones resultantes, de alta resistencia son aptas para aplicaciones en pozos multilaterales perforados en formaciones inestables, no consolidadas, poco consolidadas o incompetentes. Estos sistemas tienen dos componentes principales: una plantilla y un conector que se ajustan entre sí para brindar la conectividad consistente de las conexiones.

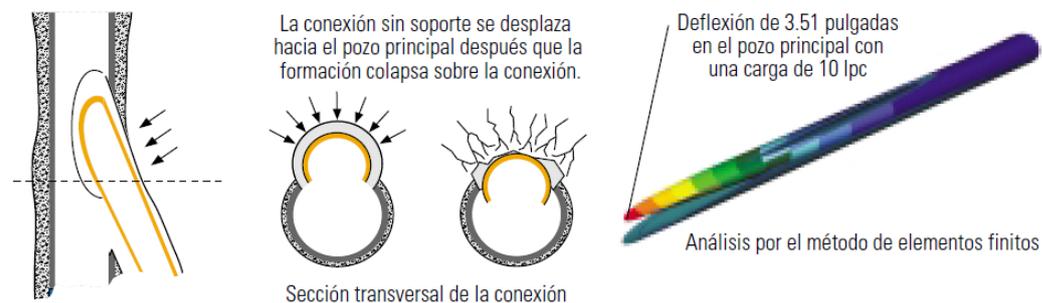
La plantilla, con una ventana precortada y rieles guías se colocan al lado de una ventana de salida fresada en la tubería de revestimiento. Estos rieles se ajustan a los perfiles de un conector, entonces la plantilla se instala en un cople ICC como parte de la terminación del pozo principal y la ventana de la tubería de revestimiento previamente fresada para construir un tramo lateral. La utilización de niples con perfiles ICC, permite la orientación precisa de la herramienta durante la instalación.

Los rieles guía y los perfiles del conector trabados, orientan y desvían la tubería de revestimiento y el conector, a través, de la ventana de la platilla hacia el interior del tramo lateral. La parte superior del conector se coloca en el lugar adecuado, en la sección superior de la platilla, para resistir el movimiento de la tubería de revestimiento, el concepto es similar al de las conexiones de tipo macho-hembra.

Esta técnica, genera una fuerte conexión estructural (resistencia al colapso de 10 MPa [1500 lpc]). La suave transición del pozo principal a los tramos laterales facilita las posteriores operaciones de reingreso y reparación, el acceso integral a los tramos laterales, a través, de la tubería de producción y el aislamiento selectivo simplifica las operaciones futuras y facilita el control de la producción.

Un coplee ICC opcional, instalado con anticipación a un costo mínimo, otorga la flexibilidad necesaria para perforar y terminar otras ramificaciones laterales en el futuro. A diferencia de las ventanas pre cortadas, el coplee ICC ofrece integridad total en la tubería de revestimiento hasta que se fresa una ventana de salida.

Tubería de revestimiento fresada convencional



Conexión RapidConnect

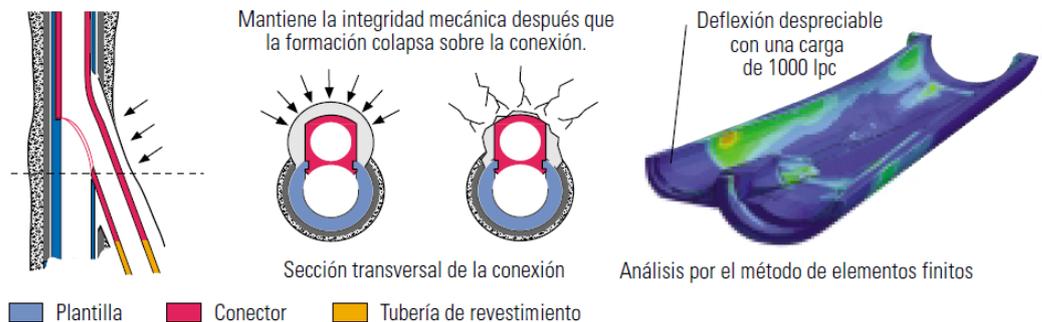


Fig. (2.11) Comparación entre las conexiones y la tubería de revestimiento precortada²².

²² Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 64)

2.8 Sistemas para Construir las Conexiones entre la Tubería de Revestimiento de los Tramos Laterales con las Ventanas de Salida fresadas en las Tuberías de Revestimiento Primarias.

Una conexión de alta resistencia, se contruye en el pozo no es pre fabricada, dos componentes principales, se colocan en el fondo del pozo para aproximarse a las tolerancias dimensionales sin ventanas precortadas y orientando la tubería de revestimiento desde la superficie. El primer componente, una plantilla con una ventana pre cortada y rieles guía, se coloca, a través, de una ventana fresada. El segundo componente, un conector permite el anclaje físico de las tuberías de revestimiento de los tramos laterales de la plantilla.

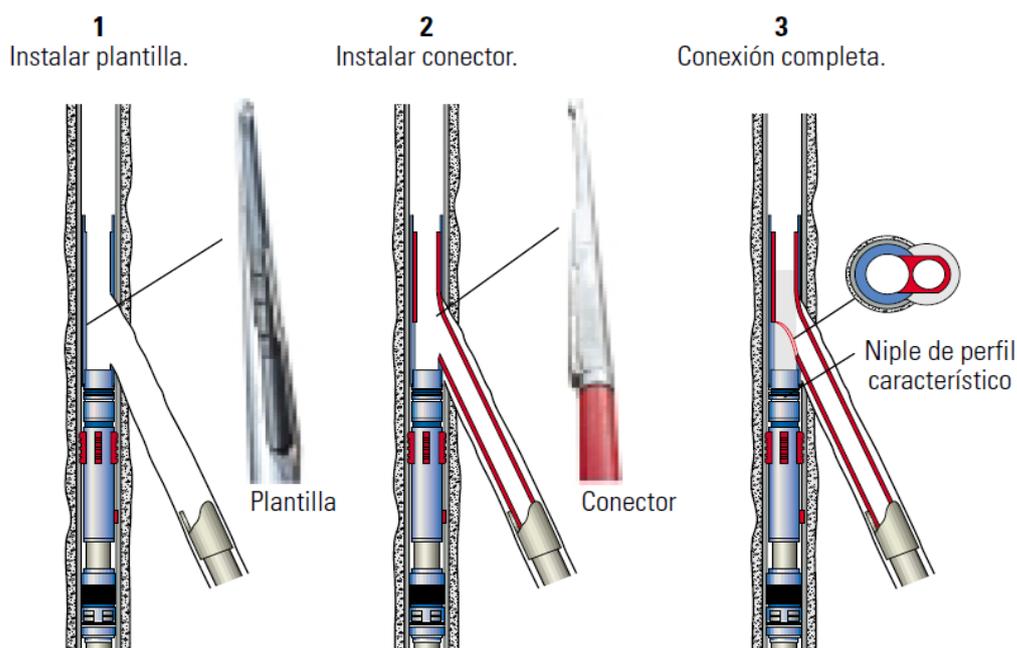


Figura (2.12) Primeros pasos para la construcción de las conexiones entre los tramos laterales y la tubería de revestimiento²³.

1. Colocar la plantilla y la herramienta de asentamiento selectivo, en el coplee ICC o en un empacador debajo de la ventana fresada, después de bajar los componentes de la terminación inferior. Posicionar la abertura de la platilla en la ventana de salida de la tubería de revestimiento. Recuperar las herramientas de bajada al pozo de la plantilla.
2. Insertar el conector en el fondo del pozo, hasta que el extremo inferior engrane en el receptáculo de diámetro interior pulido (PBR) instalado en el tope de la tubería de revestimiento, y hasta que el extremo superior se asiente en la plantilla. Recuperar las herramientas de bajada al pozo.
3. Completar la instalación de la conexión.

²³ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 65)

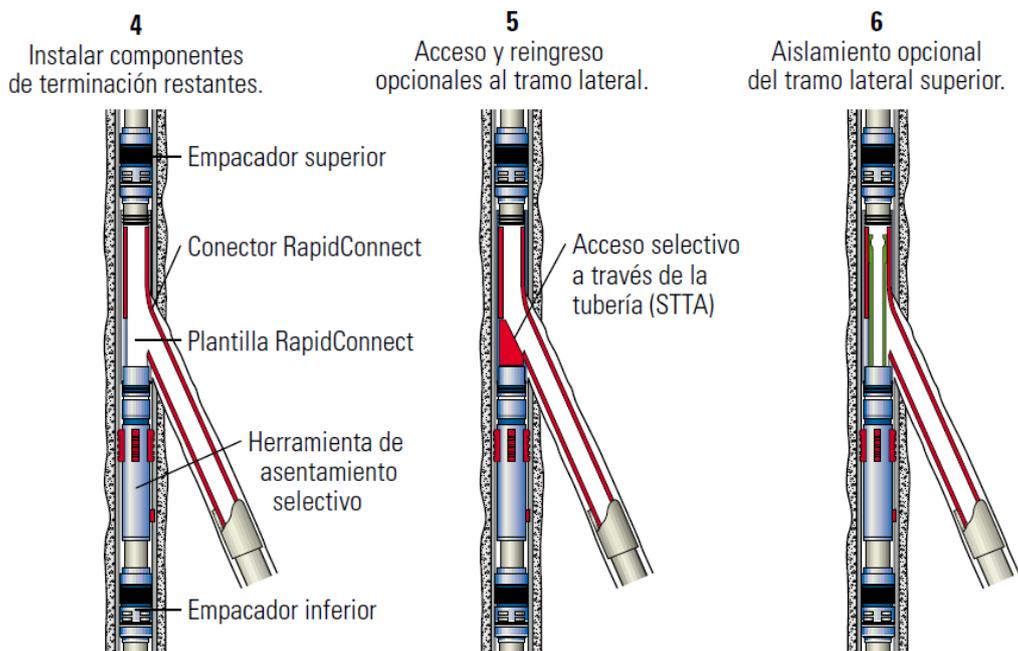


Figura (2.13) Pasos finales de la construcción de la conexión entre los tramos laterales y la tubería de revestimiento²⁴

4. Colocar la tubería de producción, y el empacador para el tramo lateral superior conectar el receptáculo PBR de la platilla si se requiere aislamiento hidráulico en la conexión.
5. Colocar un dispositivo de acceso selectivo, a través, de la tubería de producción (STTA) con un perfil de cierre y un sistema de desviación en la plantilla, para dirigir las herramientas hacia el interior del tramo lateral en caso de que se efectúen intervenciones para futuros trabajos de medición.
6. Instalar una camisa interna, para aislar un tramo lateral del pozo principal.

²⁴ Oilfiled Review, invierno 2002/2003 (p. 65)

2.9 Perforación de Pozos Multilaterales en México

Actualmente, se han perforado Pozos Multilaterales, en las Regiones Norte, Sur y Marina Noreste, y en los Activos Poza Rica –Altamira, Veracruz: Bellota-Jujo, Macuspana; Cinco Presidentes, y Cantarell. La Tabla 3 muestra la clasificación de Pozos Multilaterales perforados en México.

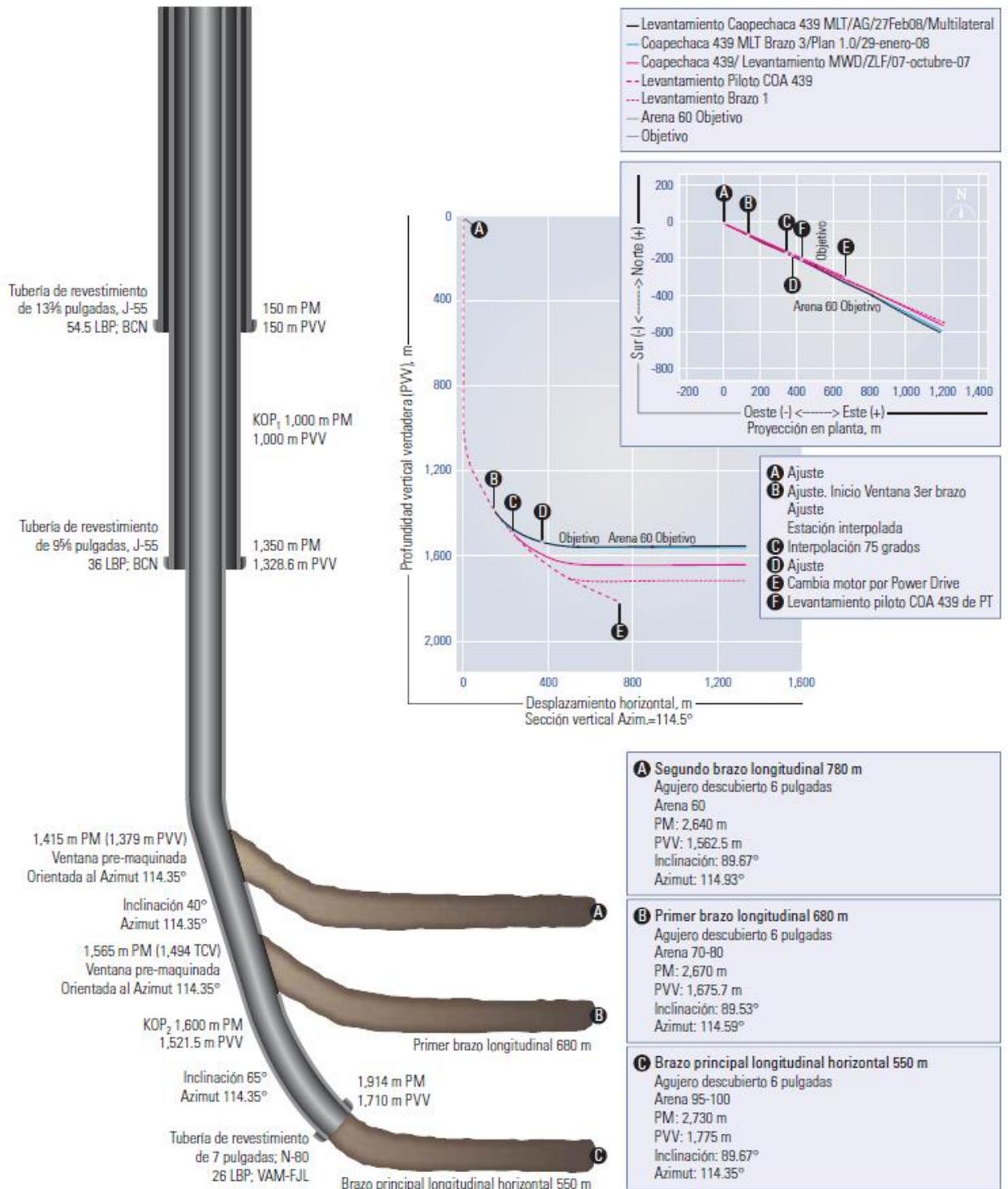
Pemex-Exploración y producción				Descripción del pozo				Descripción de la junta		
Región	Activo integral	Unidad operativa	Pozo	Estatus	Juntas	Tipo	Tipo	Conectividad	Accesibilidad	Control
				Del pozo	Número	Pozo	Terminación			Del flujo
Norte	Veracruz	Veracruz	Papán 93	N	1	PN	S	4	PR	NON
	Poza Rica-Altamira	Poza Rica-Altamira	Coapechaca 439	N	3	PN	S	4	PR	SEL
Sur	Bellota-Jujo	Comalcalco	Santuario 28H	N	1	PN	D	4	TR	SEP
	Macuspana	Cárdenas-Ciudad Pemex	Shishito 11	N	1	PN	S	4	PR	SEL
			Narvaez 12M	N	1	PN	C	3	PR	SEL
	Cinco presidentes	Delta del Tonalá	Ogarrio 1453	N	1	PA	S	4	PR	SEL
			Guaricho 9M	N	1	PN	S	4	NR	NON
Marina	Cantarell	Noreste	Cantarell 3062	N	1	PN	S	2	TR	NON

Tabla 3. Clasificación de los pozos multilaterales perforados en México. (Para leer esta tabla revise las tablas 1 y 2 de este capítulo)

A continuación se presentan los estados mecánicos de algunos Pozos Multilaterales perforados en México.

Coapechaca 439²⁵

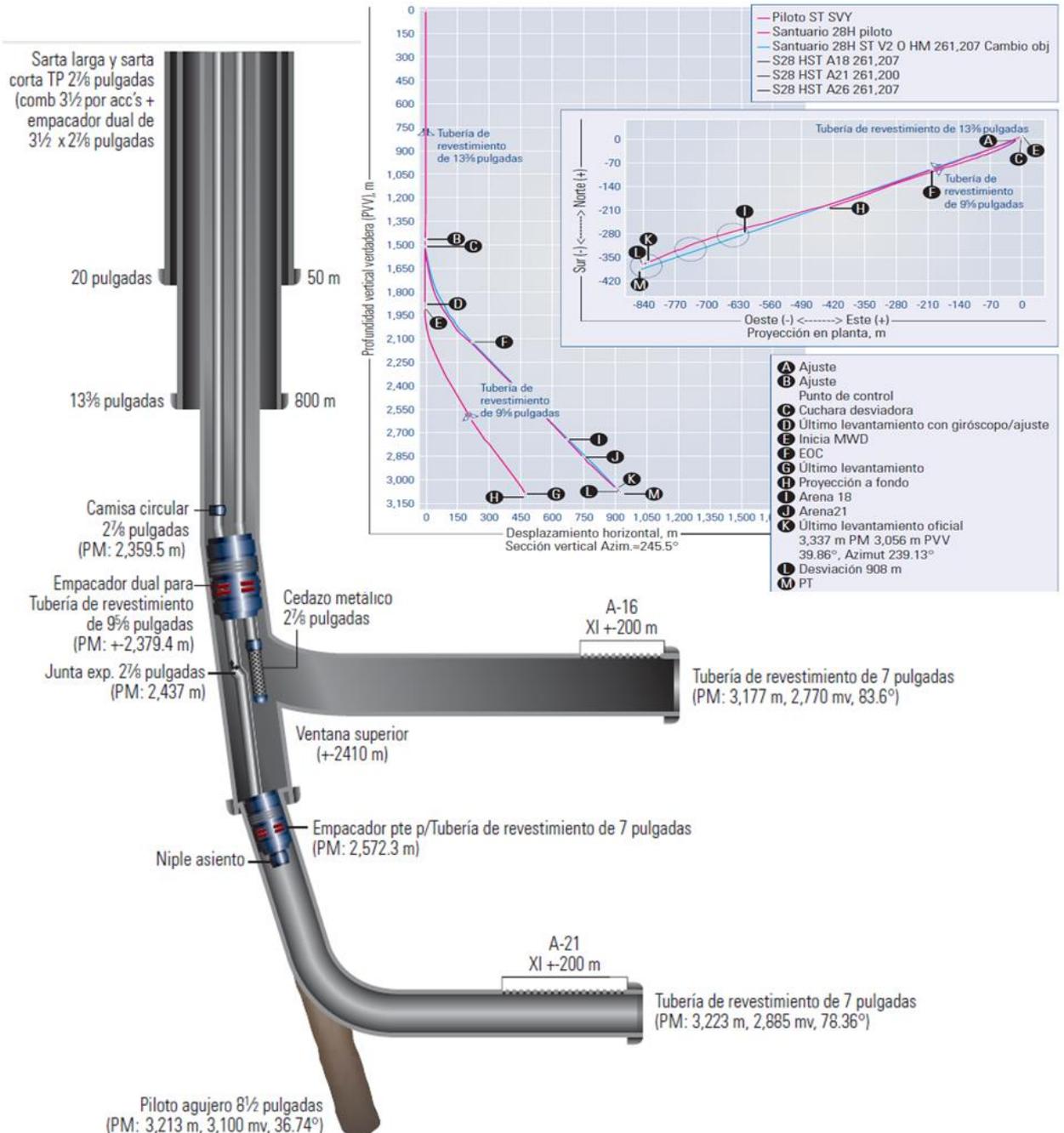
Este pozo es un multilateral de nivel 4 de tres ramas. Fue perforado con el objetivo de obtener producción comercial de hidrocarburos, resultando esta no exitosa.



²⁵ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.43)

Pozo Santuario 28H²⁶

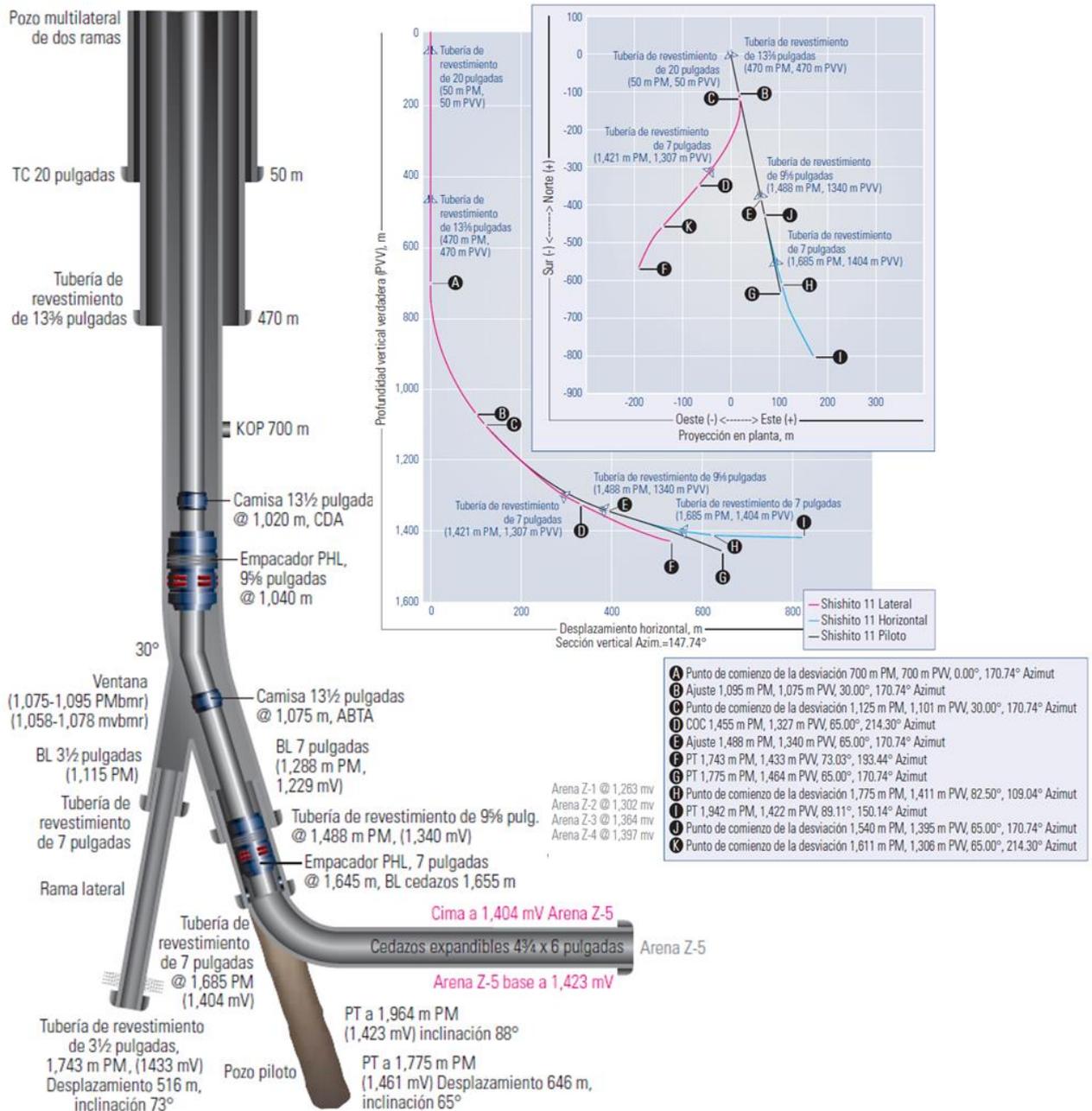
Este pozo es un multilateral nivel 4 de dos ramas. El pozo fue perforado con el objetivo de obtener producción comercial de hidrocarburos de las unidades 18 y 21 de la formación Concepción Superior. La construcción del pozo fue exitosa mas no cumplió los objetivos de producción al no encontrarse dos objetivos geológicos planeados desde un inicio.



²⁶ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.44)

Pozo Shishito 11²⁷

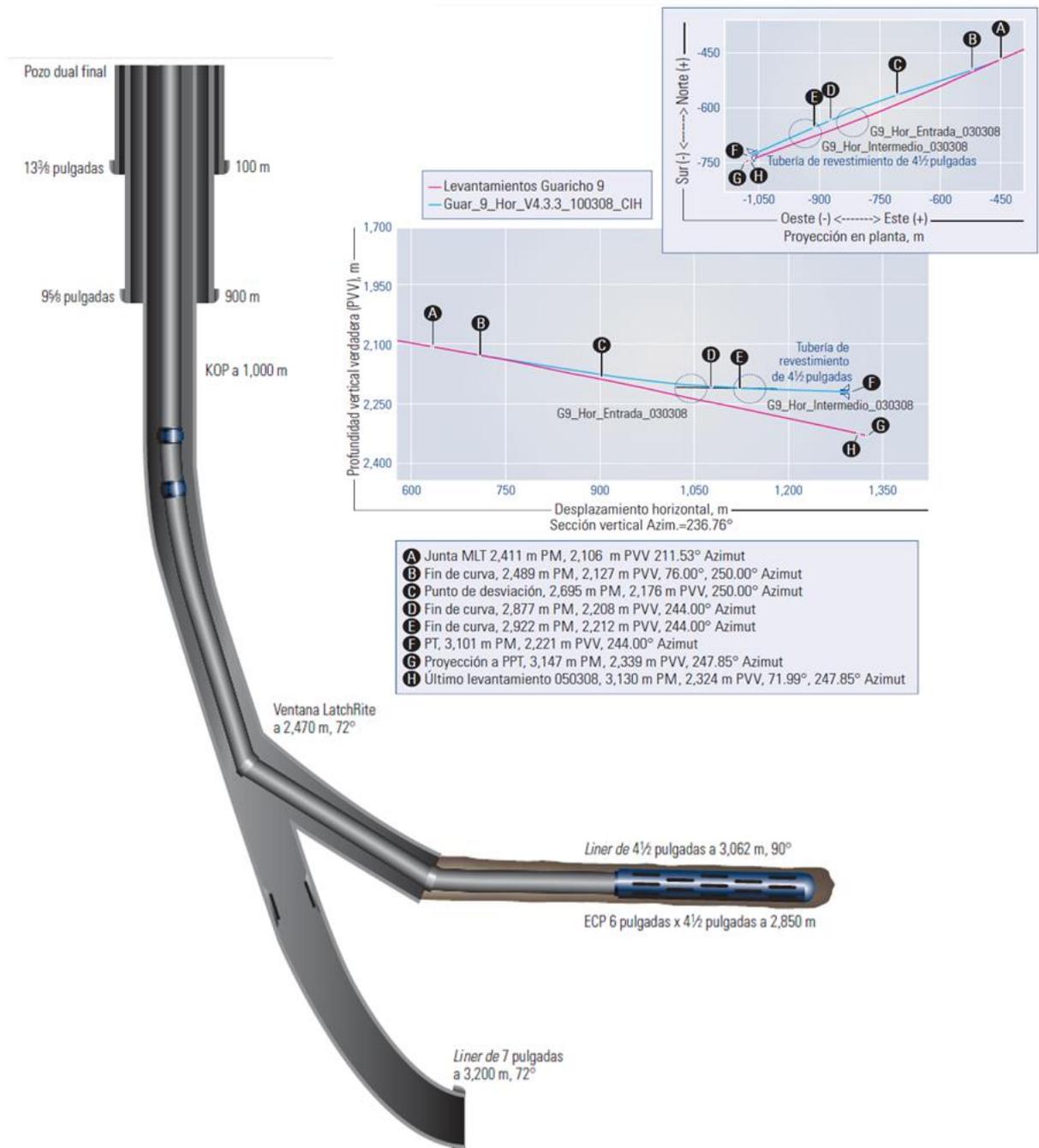
Este pozo, es un multilateral de nivel 4 de dos ramas fue perforado de manera exitosa para explotar selectivamente los hidrocarburos de las unidades Z-5 y Z-6 de la Formación Amate Superior y aislar las zonas gasíferas. Cumpliendo con las expectativas de producción al constituirse como el pozo más productor de campo



²⁷ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.45)

Pozo Guaricho 9M²⁸

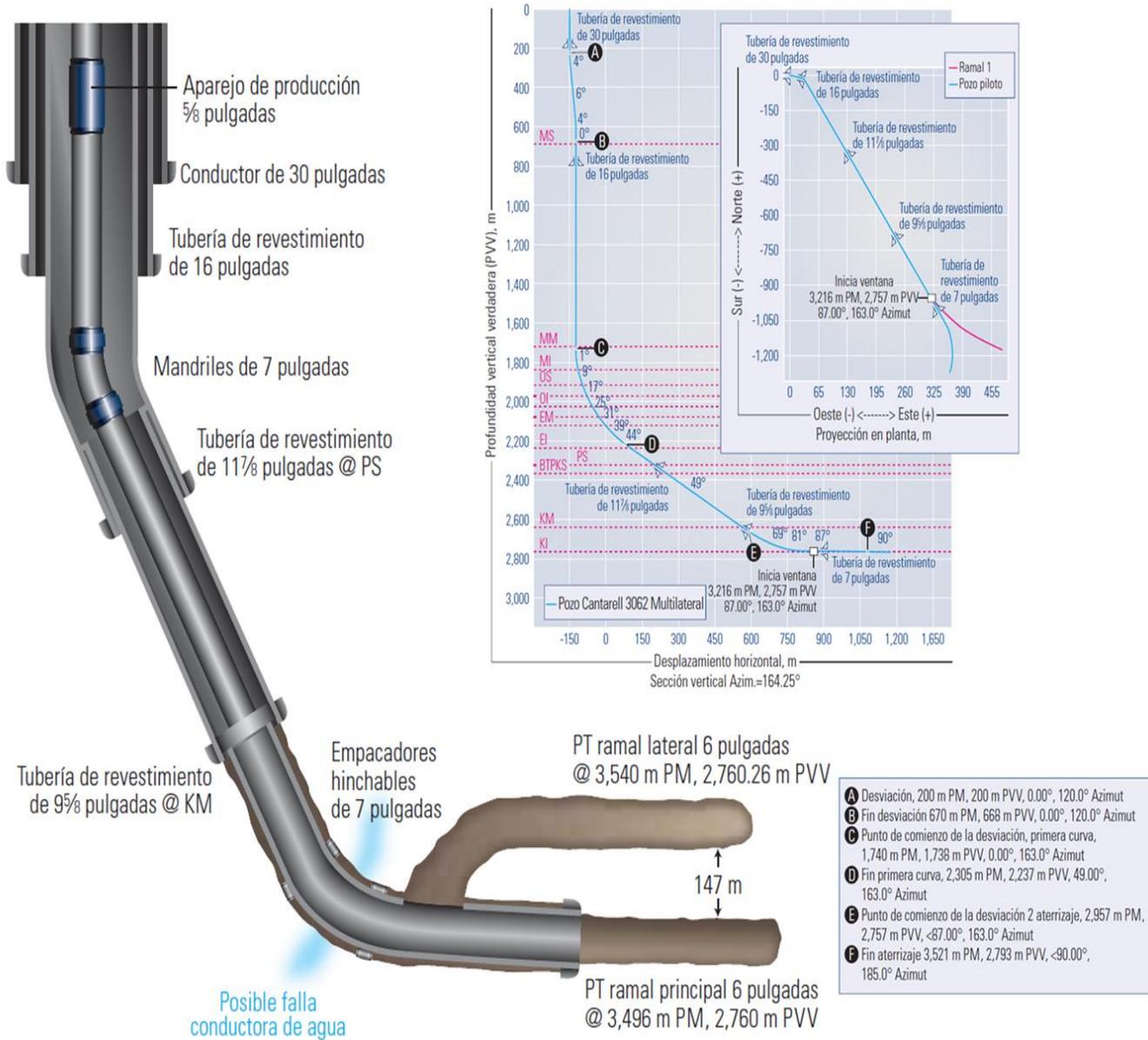
Este pozo, es un multilateral Nivel 4 de dos ramas. Este pozo fue perforado con la finalidad de obtener producción comercial de hidrocarburos de las rocas del Plioceno Medio (Plio7 y Plio3) explotándolas de manera simultánea.



²⁸ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.48)

Pozo Canatrell 3062²⁹

Este pozo es un multilateral de Nivel 2 de dos ramas con arquitectura dual planar, fue perforado con el objetivo de obtener producción comercial de hidrocarburos en la formación Cretácico Inferior, prolongando su vida productiva e incrementando la producción acumulada.



²⁹ WEC México 2010, capítulo 2, 2010, (p.2.49)

Capítulo 3. Geomecánica Aplicada a la Perforación de Pozos Petroleros.

La Geomecánica, es una ciencia que caracteriza mecánicamente el comportamiento de las rocas bajo esfuerzos, deformación y fractura. La industria petrolera, la aplica durante todo el ciclo de exploración y explotación de hidrocarburos, para comprender fenómenos tales como la inestabilidad de los agujeros durante la perforación, la producción de arena de los yacimientos durante su explotación, y la estimulación de yacimientos mediante fracturamiento hidráulico con el objetivo de incrementar la producción.

Por otro lado, en diferentes regiones del mundo, al realizar las diversas actividades de extracción de hidrocarburos, han causado compactación de las rocas y en consecuencia, hundimiento de la superficie del terreno. Estos fenómenos de compactación de los yacimientos y subsidencia de los campos, también los estudia la Geomecánica, al igual que la alteración del balance mecánico e hidráulico de las formaciones responsables de la activación o generación de fallas o discontinuidades, fracturas, deslizamientos sobre fallas preexistentes causada por la extracción de hidrocarburos.

Para que la aplicación de la Geomecánica, a un proyecto determinado se lleve a cabo, se requiere un equipo de profesionales generalmente integrado por Ingenieros Geomecánicos, Petrofísicos, Geólogos, Geofísicos, Ingenieros de Perforación e Ingenieros de Yacimientos.

Conceptualmente, un modelo geomecánico (MEM, por sus siglas en inglés) describe los esfuerzos locales orientación y magnitudes de los esfuerzos principales y presión de poro las propiedades mecánicas de la roca y la estructura geológica de una área determinada. El modelo, es la representación numérica de los esfuerzos ejercidos sobre las rocas de una secuencia estratigráfica determinada de subsuelo y de sus propiedades mecánicas, y se fundamenta en conocimientos de geología, geofísica, petrofísica, perforación, ingeniería de yacimientos y geomecánica. Usualmente, se desarrolla empleando principalmente la información unidimensional, obtenida en registros eléctricos tomados en varios pozos. El pronóstico de la estabilidad de agujero, se fundamenta en toda esta información y se crea para una trayectoria del mismo previamente definida. La expresión más básica de este tipo de modelos geomecánicos tiene un enfoque unidimensional; esto es, un MEM 1D.

Gracias al desarrollo reciente de avanzados sistemas de procesamiento de la información sísmica, hoy es posible su análisis detallado en tres dimensiones (3D), que ayuda a identificar y estudiar atributos sísmicos de las secuencias registradas como; velocidad sísmica, impedancia acústica o tomografía por reflexión sísmica. El análisis de ondas sísmicas con estas técnicas, permite trazar imágenes del subsuelo para visualizar el campo de velocidades que revela las variaciones y distribuciones de la presión de poro y las propiedades elásticas de las rocas; todo ello en 3D. Teniendo en cuenta que, durante la producción de un yacimiento se ocasiona la variación de sus condiciones geomecánicas, una técnica para comprender estos cambios es, la sísmica tetradimensional o 4D. Ésta se basa, en la adquisición de información 3D, pero a intervalos de tiempo variables, lo cual permite visualizar los cambios que va generando el movimiento de los fluidos del yacimiento al paso del tiempo, esto debido a su producción.

Durante la perforación, el tiempo de exposición de la formación con el fluido de perforación, juega un rol fundamental en la estabilidad del agujero, ya que debido a ello, las propiedades mecánicas de la roca y los esfuerzos varían. Asimismo, estas propiedades son afectadas por interacción química, particularmente, en el sistema roca-fluido, como consecuencia de las concentraciones de sal y de la inestabilidad de intercambio catiónico.

Precisamente a que los sistemas de transmisión de datos han evolucionado tanto, hoy en día se puede transmitir grandes volúmenes de ellos por sistemas satelitales o de radio, es posible interpretarlos y analizarlos a medida que son registrados en el pozo. Con la introducción de la tecnología de adquisición de información durante la perforación (LWD), es posible obtener muchos más datos mientras se perfora en tiempo real, indispensable para la calibración constante de los modelos geológicos y geomecánicos. Esta tecnología, dio origen a un nuevo servicio de geomecánica: la medición continua de los parámetros críticos para predecir la estabilidad del agujero en tiempo real. Éstos, incluyen; la presión de poro, dirección de los esfuerzos en las paredes del pozo, e incluso, con herramientas más sofisticadas, la litología que está siendo atravesada por la barrena.

La aplicación de Geomecánica más desarrollada, por ser de gran influencia en el impacto económico de un proyecto de exploración y explotación de hidrocarburos, es la relación con la perforación de pozos. En la etapa de diseño, ayuda a definir las trayectorias óptimas de perforación, la selección de las tuberías de revestimiento y su profundidad de asentamiento, el sistema de fluido de perforación ideal para minimizar efectos de inestabilidad química y mecánica, la presión hidráulica óptima (peso del lodo) que debe ejercer el fluido de perforación, para proveer estabilidad a las paredes del agujero sin dañar la formación. También, provee datos para seleccionar las barrenas de perforación acorde con la resistencia no confinada o confinada de la roca, la fricción entre el sistema roca-barrena y el ángulo de fricción interna de la roca.

En las operaciones de perforación y terminación de pozos, ayuda a entender y solucionar problemas; como inestabilidad del pozo para minimizar los riesgos de pegaduras de tuberías; influjo de agua o gas que deben ser controlados oportunamente para que no ocurran incidentes debido a la presión del pozo, identificación oportuna de zonas de pérdida de fluido de perforación mediante la caracterización de los límites de presión de la roca (presión de fractura de la roca), caracterización de la presión en los poros de la roca para mantener condiciones de sobre balance durante la perforación o bajo balance durante la perforación o la producción.

El desafío de aplicar todo lo anterior en la construcción de pozos, consiste entonces en asimilar grandes cantidades de datos de diversos tipos, sintetizarlos, interpretarlos y desplegarlos, para así construir una ventana operacional de perforación (condiciones de operación de riesgo mínimo) actualizable continuamente en tiempo real.

La Metodología aplicada para crear modelos Geomecánicos (Fig.3.1) con el objetivo de pronosticar la estabilidad de agujero, consta principalmente de:

- Obtener información, de las operaciones de perforación realizadas en el área de interés.
- Revisar los incidentes de perforación del campo; en especial aquellos relacionados con pozos vecinos o de correlación.
- Visualizar y interpretar los datos, empleando software de interpretación y de análisis 1D o 3D.
- Integrar el modelo geológico del campo, con la información sísmica.
- Apoyarse en la interpretación estructural del campo.
- Integrar los parámetros de perforación, y de la trayectoria planeada del pozo en el modelo 1D.
- Obtener parámetros de calibración de la presión de poro, para diferentes litologías.
- Seleccionar pozos de correlación cercanos, que tengan parámetros de calibración obtenidos de núcleos, tales como propiedades petrofísicas, mecánicas, de flujo de roca, entre otros.
- Emplear los modelos geomecánicos, previamente construidos en el área y calibrarlos para el campo en estudio.
- Calibrar el MEM en pozos ya perforados. El modelo debe reproducir la estabilidad del agujero y los incidentes de perforación reportados.
- Una vez calibrado el MEM, aplicarlo a la trayectoria del pozo propuesto.

- Integrar los análisis de incidentes de perforación de pozos cercanos con la trayectoria propuesta, para generar un mapa de riesgos de perforación.

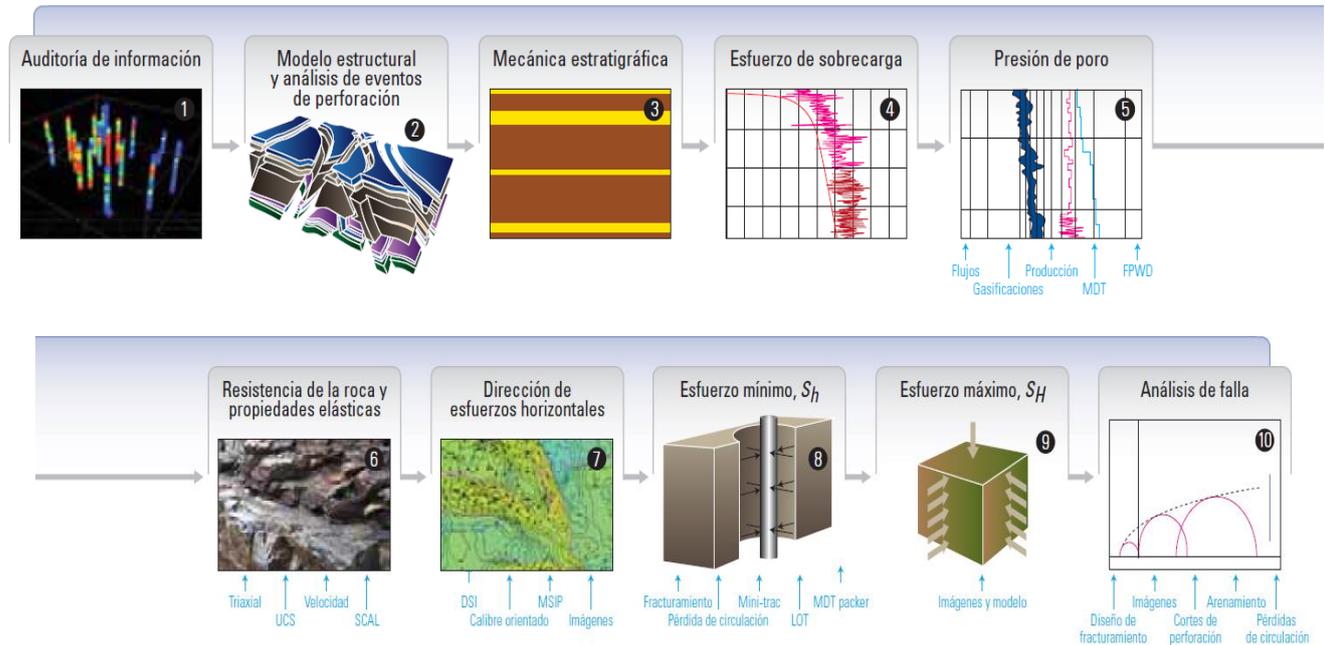


Fig. 3.1. Diagrama de flujo del proceso de generación de un modelo geomecánico para el pronóstico de estabilidad del agujero³⁰.

3.1 Conceptos Geomecánicos Aplicados a la Estabilidad del Agujero

En las últimas dos décadas, el desarrollo de métodos analíticos y de herramientas de medición de las propiedades físicas de las rocas del subsuelo, han permitido a los especialistas adquirir información para construir modelos matemáticos ya sea determinísticos o probabilísticos. Esto, aplicando principios de mecánica de materiales e hidráulica; muchos de ellos desarrollados desde hace más de dos siglos. A continuación, se presenta un resumen acerca de los métodos de caracterización de las variables que necesitan ser cuantificadas para la creación de un modelo geomecánico.

3.1.1 Modelos de Esfuerzos Locales

Uno de los esfuerzos principales considerados en un modelo geomecánica, es el ejercido por la carga litostática (peso de la columna de rocas) sobre el área de un determinado elemento a una profundidad dada. Se estima, que el eje de esta carga está en plano vertical y su magnitud se calcula integrando las densidades de las rocas de la columna litostática a lo largo de la profundidad. Los valores de densidad, se derivan de mediciones directas en muestras de

³⁰ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.52 y 53)

núcleos o recortes de perforación o por medidas indirectas de registros eléctricos de densidad.

En la calibración de modelo de esfuerzos de una determinada región, se emplea la caracterización mecánica de las rocas. Para ello, se debe caracterizar mecánicamente la secuencia estratigráfica, el modelo de resistencia, el modelo de esfuerzos y las propiedades elásticas. Estos son los datos necesarios para generar el modelo de estabilidad de un pozo. Este, reconstruye la estabilidad de un pozo, considerando el plano direccional, el programa de pesos de lodo utilizados, el análisis de incidentes de perforación y los mecanismos de falla de la pared del agujero, entre otros. Una imagen sintética de la estabilidad del pozo, condensa el resultado y ayuda a visualizar si el modelo empleado es coherente y reproduce la estabilidad de agujero analizado. El modelo geomecánico, permite estimar la magnitud de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo; considera un modelo poro-elástico biaxial de deformación, para resolver simultáneamente el contraste de esfuerzos necesarios para inducir las fallas en la pared del agujero en la perforación o en los pozos vecinos. La calibración, se obtiene definiendo la combinación más adecuada de los parámetros de deformación ε_{he} y ε_{He} que definen el campo de esfuerzos consistente con los puntos de calibración de esfuerzos disponibles en el campo. La verificación de los resultados obtenidos, en especial la magnitud del esfuerzo horizontal máximo, se logra mediante el modelado geomecánica de la estabilidad de agujero, utilizando los parámetros derivados del MEM. La nueva información adquirida en los pozos que se van perforando, permitirá definir si el campo de esfuerzos evaluado se mantiene constante o presenta variaciones.

En el diseño de pozos altamente desviados u horizontales, uno de los parámetros críticos es la dirección de los esfuerzos locales, su entendimiento se apoya en información obtenida de los registros eléctricos, como los de imágenes de la pared del agujero y los de doble calibración de agujero orientado. También registros LWD de varios tipos, incluyendo los de imágenes, introduce una serie de parámetros como calibre del agujero y otros indicadores de tamaño y forma de agujero que pueden así definir una dirección de esfuerzos con esta información. Otros registros como el de calibración ultrasónico de agujero, y el mecánico DCAL (calibre de registro de densidad) de las herramientas ADN y densidad-neutrón compensada CDN, proveen una indicación cualitativa de la forma del agujero. Con todo esto, es posible generar imágenes y animaciones que ilustren la geometría del agujero en 2D o 3D, empleando aplicaciones de software especializadas, tales como GGeoFrame o WellEye. Con toda esta información, se pretende identificar y conocer la orientación de las fallas generadas por la concentración de esfuerzos cortantes en las paredes del agujero que hacen que este sea oval (breakouts), la orientación de las fracturas naturales y de las fracturas hidráulicas. Otros

métodos para este objetivo, miden la dirección de la anisotropía de las ondas de corte con un registro sísmico bipolar o en los perfiles sísmicos verticales (VSP, por sus siglas en inglés) de tres componentes.

3.1.2 Propiedades Elásticas y Resistencia Mecánica

En la industria petrolera, los aspectos más importantes para la evaluación geomecánica, son la caracterización petrofísica de las rocas partiendo de los registros eléctricos, particularmente los registros sísmicos, que permitan determinar los valores geomecánicos representativos de cada formación geológica. Así, se examina la consistencia a lo largo de la columna perforada y de la estructura geológica y se genera un método basado en correlaciones y evaluaciones estadísticas de propiedades para estimar la información faltante.

Los modelos elásticos, para el análisis de los problemas de estabilidad de agujero, emplean parámetros de elasticidad para representar la deformación de las rocas bajo esfuerzos. En materiales elásticos e isotrópicos, esto típicamente puede describirse mediante el módulo de Young y la relación de Poisson. Las propiedades elásticas en condiciones dinámicas, se calcula estudiando el viaje de las ondas acústicas en las rocas medidos por los registros sísmicos –tiempo de tránsito (lentitud) de ondas acústicas compresivas y de corte- luego puede aplicarse varias correlaciones empíricas, para estimar el valor de las propiedades elásticas en condiciones estáticas.

El modelo de resistencia mecánica de las rocas, se define por la resistencia de estas a la tracción (FANG, por sus siglas en inglés) y resistencia a la compresión uniaxial no confinada (UCS, por sus siglas en inglés). Los modelos, consideran un comportamiento bimodal de la resistencia de rocas clásticas soportadas por granos o por arcillas. Adicionalmente, se incluye el comportamiento mecánico de litologías especiales como calizas, evaporitas, carbón, rocas volcánicas, etc.

Estas propiedades elásticas estáticas y de resistencia, son las que se emplean en los modelos de estabilidad de agujero y demás aplicaciones principales del MEM.

3.1.3 Presión de Poro

Para predecir la estabilidad del pozo, se requiere una medición cuidadosa y válida de la presión en la sección a perforar, a fin de modelar correctamente la estabilidad de agujero que permita diseñar una perforación segura.

El gradiente de presión de poro, corresponde al límite mínimo del peso del lodo que debe utilizarse durante la perforación, para evitar un influxo de la formación que se está perforando. La presión de poro, puede determinarse empleando varias técnicas directas o indirectas. La mayoría de los métodos para obtener la presión de poro en forma indirecta, relacionan anomalías de la técnica de la velocidad del sonido o de la resistividad con la presión de formación.

También se han desarrollado métodos; como el exponente d , y el exponente d corregido, donde los parámetros de perforación son utilizados, relacionando la facilidad para perforar la formación con la presión de poro, aunque acarrear una gran incertidumbre y además pueden estar influenciados por factores operativos durante la perforación difícilmente cuantificables, como por ejemplo, el desgaste de la barrena.

En la mayoría de los modelos, la presión de poro se caracteriza mediante el tiempo de tránsito de las ondas compresivas del registro sísmico. La tendencia normal de presión, interpretada en un registro sísmico es indicada por valores de tiempo de tránsito, disminuyendo con la profundidad debido a la compactación, el tiempo de tránsito se incrementa o permanece constante a medida que aumenta la profundidad.

Para el cálculo de la presión de poro, se utilizan métodos empíricos desarrollados a partir de ecuaciones como la propuesta por Eaton para condiciones de carga. Esta situación, se presenta cuando la sobrecarga aumenta más rápido que la presión de poro durante el periodo de sedimentación. Un fenómeno de carga se puede evitar, tanto en zonas de sedimentación normal como en zonas de subcompactación. Fenómenos; como la expansión de fluidos debido al calentamiento, la maduración de hidrocarburos o la expulsión de agua intergranular durante la diagénesis de arcillas, pueden causar incrementos en la presión de poro a valores mayores que los causados por el aumento de esfuerzo generado por el peso de las capas subyacentes, situación que evidencia, un proceso de descarga. Aunque existen varios métodos para el cálculo de la presión de poro, cuya información de entrada incluso puede ser la misma, este método (Eaton), es el preferido debido a que sus ecuaciones han demostrado un buen comportamiento para cálculos en una sola dimensión.

Para una buena estimación de presión de poro, se necesitan puntos de calibración con valores medidos directamente de campo o provenientes de un análisis cuidadoso de la información disponible, con el fin de ajustar los parámetros y coeficientes que regulan la ecuación. El ajuste de estos parámetros, se realiza a través, de una serie de análisis comparativos con factores directos o indirectos: peso del lodo usado en el campo, influjos de gas, tipos de falla en las paredes del agujero, entre otros. La otra información utilizada para delimitar la presión de poro, es el peso del lodo empleado en la perforación de pozos cercanos considerando que fueron perforados en sobre balance, los valores de densidad del lodo utilizados, corresponden a límites superiores para la distribución de la presión de poro actual.

3.2 Análisis de Estabilidad del Pozo

Este, es un proceso que involucra el cálculo de los gradientes de colapso inferior y fractura para cada formación a lo largo de la trayectoria del pozo, asociado a la presión de poro, en cada intervalo que define el método de perforación, ya sea bajo balance, balanceado o en sobre balance. Los modelos de estabilidad, evalúan la ventana operativa de lodo como aquella que está limitada entre la presión de poro y el gradiente de fractura, de la formación. El gradiente inferior de colapso, corresponde al mínimo peso del lodo necesario para prevenir el inicio de la falla por esfuerzo de corte, responsables de generar, por causa mecánicas, zonas de agujero derrumbado o secciones ovals (cuando este gradiente es mayor al peso del lodo empleado) y, zonas de calibre (cuando es menor al peso del lodo).

El gradiente de fractura, está dado por el peso del lodo máximo antes de generar fracturas inducidas y pérdidas de lodo durante la perforación. Los gradientes calculados en el análisis de estabilidad del pozo, se comparan con la densidad del lodo empleado (responsable entre otros aspectos, del control de inestabilidad mecánica del pozo) en la perforación de los pozos antiguos del campo para validar la calibración del MEM y la consistencia del análisis de estabilidad.

Para determinar la ventana operativa del peso del lodo, el gradiente de colapso del pozo se hace corresponder al peso del lodo necesario para estabilizar el agujero permitiendo un 10% de deformación en sus paredes. Normalmente, esta pequeña deformación genera una rotura en la cual las paredes del agujero fallan por esfuerzo cortante, generando su ovalización y recortes que son removidos en los procesos de limpieza. Este gradiente de colapso, depende del tipo de roca y tipo de falla generada (por las propiedades elásticas y la resistencia de la roca), la presión de poro y la desviación o inclinación y azimut del pozo. En estos cálculos analíticos, no se tiene en cuenta la deformación de las paredes del agujero por interacción química entre los fluidos y minerales de la roca con el lodo de perforación.

3.3 Análisis de Sensibilidad de la Trayectoria

Ante la cada vez más frecuente perforación de pozos direccionales, el entendimiento del efecto de la trayectoria en la estabilidad de los pozos se ha vuelto fundamental, para esto, se tiene en cuenta la dirección y el contraste de los esfuerzos principales que actúan en las paredes del agujero en la relación a la desviación y dirección de las desviaciones del pozo. Estos parámetros, también contribuyen a definir la ventana operativa de lodo. La perforación de pozos desviados, cuya trayectoria este en dirección paralela a la del esfuerzo horizontal mínimo (S_h), tiene una ventana operativa de lodo más amplia y requerirá menor peso de lodo. Los análisis de sensibilidad a la trayectoria, se realizan para un punto específico en una formación determinada, este punto representa la zona de estabilidad más crítica. El análisis, se realiza considerando las propiedades mecánicas de resistencia, la magnitud de los esfuerzos principales en ese punto en particular, la dirección de los esfuerzos horizontales, la presión de poro, la desviación y azimut del pozo.

Esto no significa, que toda la columna litológica se afecte por estas condiciones, por lo que se analizan los puntos de mayor inestabilidad para obtener un valor de peso mínimo de lodo requerido para estabilizar precisamente esta zona.

Para definir el peso del lodo adecuado a la formación, el ingeniero toma como referencia estos valores y los analiza en conjunto con otras variables, tales como; el tipo de lodo a emplear, el grado de reactividad de la formación, la experiencia de pozos cercanos perforando secciones similares, entre otros.

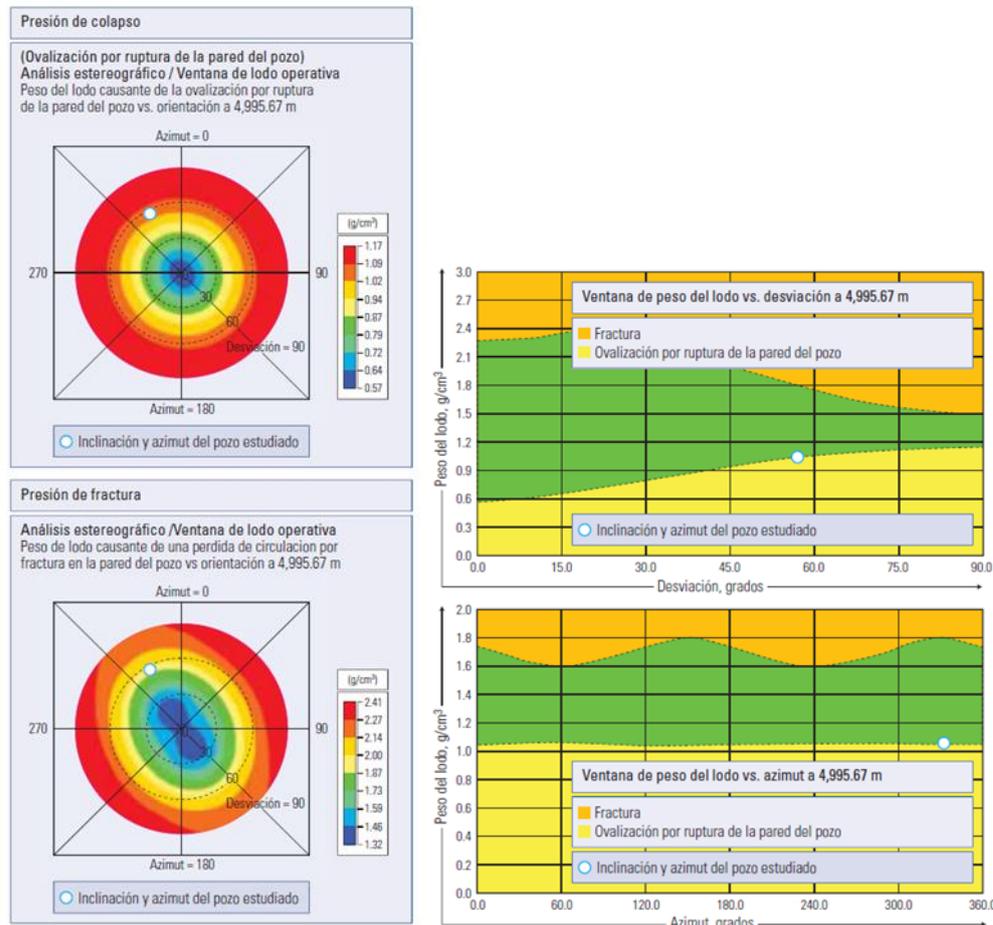


Figura 3.2. Análisis de sensibilidad del pozo a la desviación y azimut. Nótese como los pesos de lodo son sensiblemente afectados por este parámetro³¹.

En la Fig. 3.2, el punto de color blanco representa la desviación y azimut que el pozo tiene a la profundidad donde se está llevando a cabo el análisis. En los cuadros de la izquierda, un pozo vertical estaría representado en el centro del círculo, y un pozo horizontal en la periferia, cada línea radial representa 45° de azimut. La escala gráfica exterior en colores, corresponde al peso del lodo requerido para garantizar la estabilidad del pozo. Nótese que, calculado en el modelo de estabilidad, un pozo vertical requerirá el menor peso de lodo, el cual deberá aumentar al hacer la desviación del pozo y la alineación de su azimut con el esfuerzo horizontal mayor.

³¹ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.54)

3.4 Análisis de los Incidentes Durante la Perforación.

Tal vez, una de las mayores fuentes de información de importancia esencial en la creación de un modelo geomecánico, es la historia de perforación de los pozos de campos o cuencas análogas.

Los incidentes de perforación, deben de ser analizados cuidadosamente para deducir, entre líneas, cuáles fueron las condiciones mecánicas, químicas o hidráulicas que se presentaron durante la perforación de los pozos. Todas las actividades de la operación, están señaladas en los reportes diarios de perforación donde se analizan, y los sucesos se clasifican sobre la base de su probabilidad de ocurrencia, severidad y relación con las condiciones geomecánicas del área.

La identificación de los incidentes de perforación a grandes rasgos (Fig. 3.3), incluye efectos mecánicos en el agujero como puntos compactos o en sobre tensión. También, se analiza con mucho detenimiento las causas de inestabilidad mecánica o lo relacionado con la hidráulica (influjos o pérdidas de circulación) y otros como derrumbes, presencia de gas, de viaje o de conexión. En esta categoría, también se incluyen las pruebas de integridad hidráulica. Disminuyen los incidentes, asociados a la operación de las herramientas de perforación como el arreglo de herramientas de fondo (BHA, por sus siglas en ingles), casos en que las barrenas salen del pozo anilladas, sobre tensiones, columnas de perforación o tubería de revestimiento atrapadas, fallas de herramientas de fondo, problemas de cementación, chatarra en el pozo o rendimiento del BHA.

Como se ha visto, el modelo geológico (MEM por sus siglas en inglés) se desarrolla para un campo en particular, empleando información de campos cercanos, pozos vecinos o en condiciones más críticas, solamente la sísmica adquirida en el campo. El MEM, debe contar el conocimiento sobre geomecánica y perforación adquirido en pozos cercanos o campos vecinos, e incluye propiedades geológicas y petrofísicas indispensables para cada formación, junto con relaciones de esfuerzos y propiedades mecánicas. El modelo, debe ser adaptable a la geología actual, a diferentes trayectorias de pozos y datos de registros eléctricos adquiridos durante la perforación de pozos nuevos.

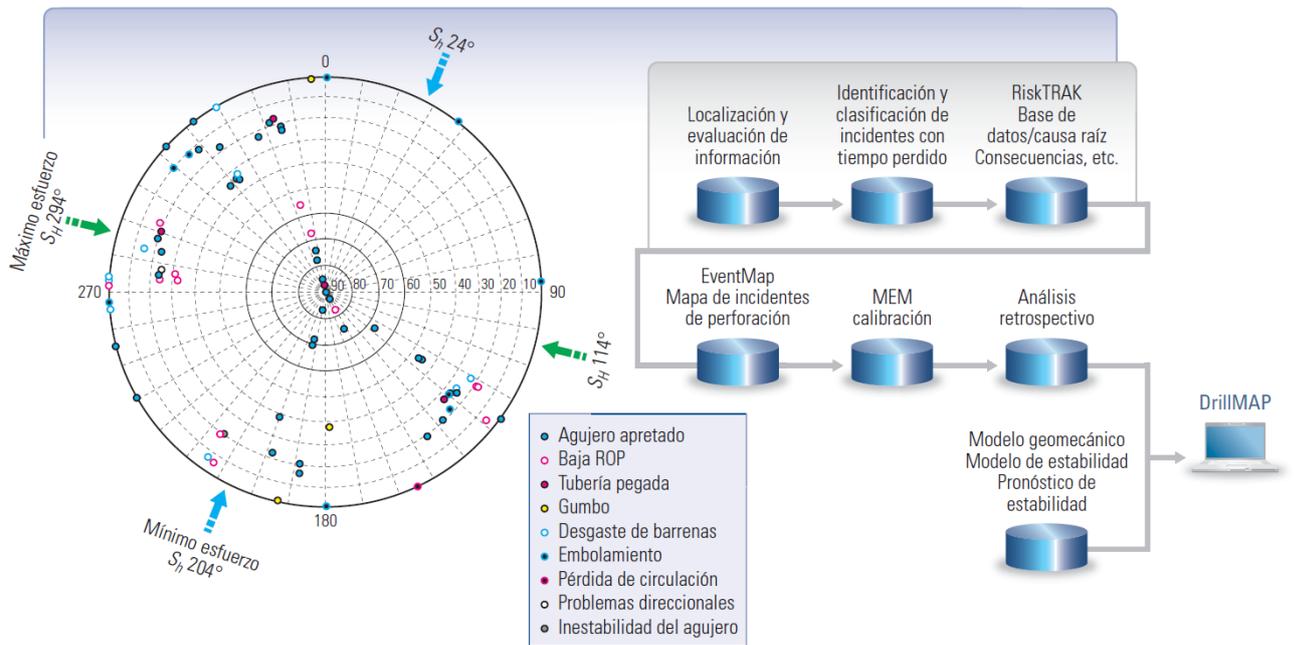


Figura 3.3. Metodología de análisis de incidentes de perforación y su representación estereográfica, para facilitar el entendimiento de la influencia de la dirección de esfuerzos locales del campo en la trayectoria de los pozos³².

Esta parte de análisis de riesgos durante la perforación es de vital importancia a la hora de que se realizan las operaciones de perforación de un Pozo Multilateral ya que si no identificamos y corregimos donde tenemos un riesgo potencial en nuestra área de trabajo corremos el riesgo de perder el pozo.

Por eso siempre debe realizarse de manera periódica y adecuada dicho análisis para evitar todo tipo de incidentes.

³² WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.56)

Capítulo 4.- Geonavegación o Posicionamiento del Pozo en la Formación

Como una evolución de la tecnología de Pozos Multilaterales y de alcance extendido, la geonavegación, o direccionamiento de pozos; es una técnica de construcción de pozos que los dirige por donde y hasta dónde se desee. Se trata, de un posicionamiento tridimensional en el subsuelo para maximizar la producción de hidrocarburos con un solo pozo; su objetivo principal. Esto se consigue, poniendo en contacto a este con la mayor longitud posible de formación productora en la mejor posición viable dentro del yacimiento, la técnica también es aplicable a los pozos inyectoros.

La transformación de las herramientas de perforación y medición (MWD) y de adquisición de datos (LWD), ambas durante la perforación, ha mejorado notablemente el posicionamiento de los pozos, permitiendo a las compañías operadoras maximizar la producción de sus yacimientos, así como también desarrollar aquellos yacimientos que antes eran considerados no viables económicamente.

Esta técnica de posicionamiento del pozo dio origen al servicio homólogo, el servicio de geonavegación, existe desde hace varios años y surgió con el advenimiento de las herramientas MWD y LWD en la década de 1980, cuando comenzaron a operar, las primeras herramientas de resistividad por inducción, posteriormente, en la década de 1990 surgieron las primeras herramientas de medición azimutales que le dieron más impulso a este servicio.

El análisis de la información sísmica, las características petrofísicas de la formación y el análisis nodal de producción, definen los objetivos tridimensionales que son candidatos a ser explotados mediante Pozos Multilaterales. La Fig. 4.1, ilustra los principales componentes de un plan de posicionamiento de un pozo. El objetivo 1, llamado “punto de aterrizaje”, es la posición en el subsuelo, en donde se requiere que la etapa inclinada del pozo haga contacto con la zona de interés (productora o inyectora) con la finalidad de permitir geonavegar la mayor longitud posible dentro de la misma.

Si el pozo, es aterrizado con una inclinación inadecuada pueda afectar la etapa siguiente. Por ejemplo, si la inclinación es insuficiente y la capa geonavegada es muy delgada, se requerirá la construcción de una inclinación muy pronunciada para permanecer en la capa deseada. Esto causaría severas “patas de perro” e inconvenientes para el resto de las operaciones por otro lado, si la inclinación de aterrizaje es muy alta y aún no se ha llegado a la cima del yacimiento, una importante porción de pozo quedará fuera antes de contactarlo, puesto que mientras mayor es la inclinación, más lento es el aumento en la profundidad vertical verdadera (PVV). El objetivo 2, es el comienzo de la sección horizontal del pozo dentro de la zona de interés, y el objetivo 3, es el punto final planificado.

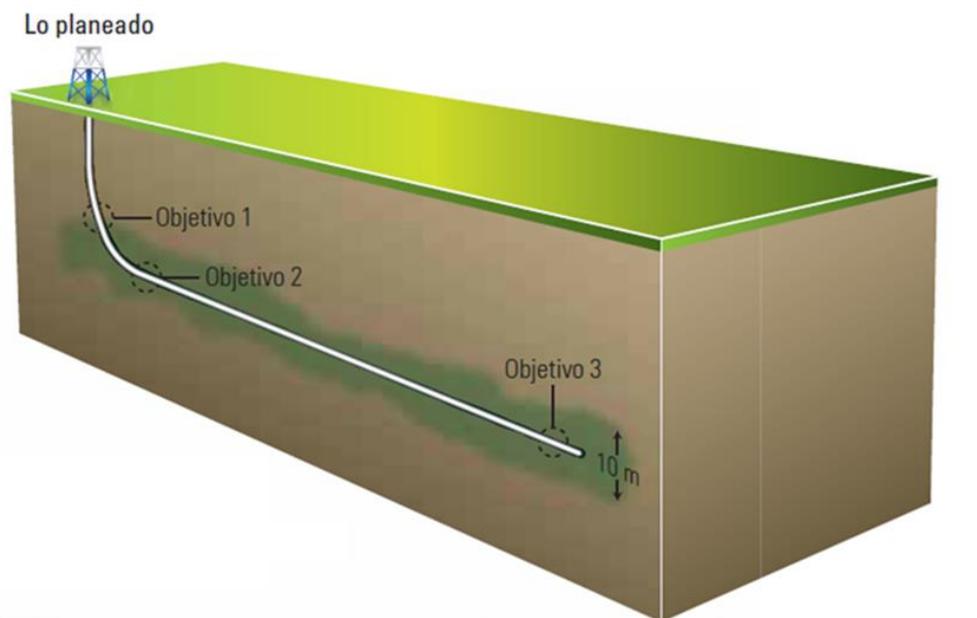


Figura. 4.1 Plan gráfico del posicionamiento de un pozo³³.

Es posible, si no se corrige oportunamente su trayectoria (Fig. 4.2), que el pozo planeado no cumpla su principal objetivo: perforar la mejor y más larga zona dentro de la mejor posición del yacimiento. Esto puede ocurrir como consecuencia de ciertas incertidumbres imposibles de sortear durante la etapa de planeación, lo cual explica por qué las técnicas de geonavegación surgieron y evolucionaron junto con la herramienta LWD.

³³ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.12)

A pesar de una buena planificación, no siempre se logra cumplir con lo programado debido a:

- Diferencias en la resolución sísmica y conversión de tiempo a profundidad.
- Incertidumbres geológicas.
 - echados locales y regionales.
 - fallas geológicas y fallas subsísmicas.
 - falta de continuidad lateral del objetivo.
- Incertidumbre con respecto a la trayectoria.
 - distancia entre registro.
 - precisión de los inclinómetros y magnetómetros de MWD..
 - influencia del arreglo y posición del ensamble de herramientas de fondo y su interferencia magnética.

Todos estos factores, hacen necesario el uso de técnicas que pueden reducir los riesgos y permitan perforar el pozo en el lugar correcto dentro del yacimiento.

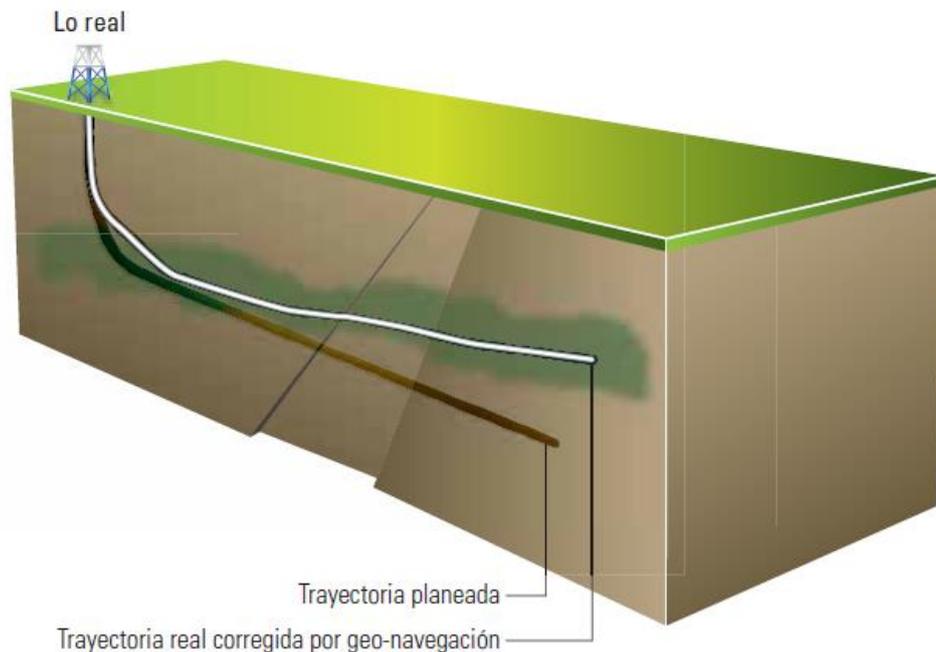


Figura. 4.2: Comparación entre la trayectoria planeada y la real corregida por geonavegación³⁴.

³⁴ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.13)

4.1 Geonavegación en Aterrizaje de Pozos

Gran parte del éxito de la perforación de la sección horizontal, depende de la correcta llegada del pozo al yacimiento (aterrizaje), tanto en un punto específico, como con su adecuada inclinación (Fig.4.3). En caso contrario, pueden presentarse salidas del yacimiento (por su base o su cima) o severas “patas de perro” que podrían complicar la terminación del pozo.

Para asegurar el éxito del aterrizaje, las compañías operadoras normalmente optan por pozos piloto de diversos tipos, éstos pueden variar, dependiendo de la necesidad de extracción, desde pozos verticales que proveen información de lo que sucede antes del punto de aterrizaje, o pozos piloto de alto ángulo como el ilustrado en la Fig.4.3, el cual brinda información de lo que sucede adelante (lateralmente) del punto de aterrizaje planificado (punto M de la Fig.4.3). Con esta información, se planifica el aterrizaje del pozo en el punto N (asumiendo capas horizontales) como se muestra en la Fig.4.3. Sin embargo, el yacimiento puede estar inclinado o adelgazado, y por lo tanto, la previsión del punto N podría ser incorrecta, siendo el correcto el punto N'. Si en un caso, como el descrito no se corrigiera la trayectoria, el pozo podría abandonar el yacimiento por su base. Es entonces, que aplicando técnicas de geonavegación y correlacionando la información obtenida en los pozos piloto, se disminuye la incertidumbre y así se evitan problemas durante la perforación.

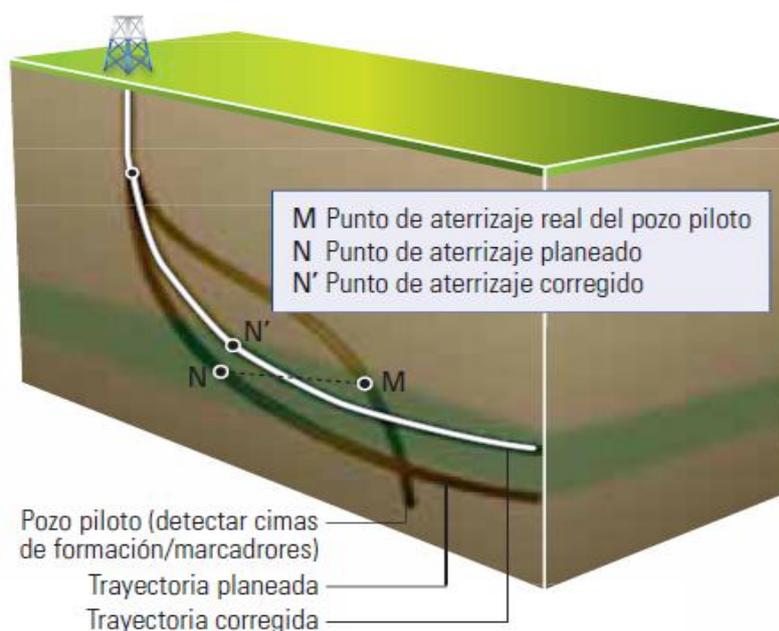


Figura. 4.3: Trayectoria del pozo piloto, planificada y corregida, y sus respectivos puntos de aterrizaje³⁵.

³⁵ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.14)

4.2 Geonavegación en Pozos Horizontales

La geonavegación en Pozos Horizontales, es considerada por muchas compañías operadoras como una técnica imprescindible para lograr maximizar el área de producción y, por lo tanto, es una práctica común, inclusive en yacimientos bien conocidos, ciertas operadoras recurren a estas técnicas para disminuir riesgos.

Estas técnicas, pueden variar de acuerdo al objetivo del pozo (productor/injector), pero todas ellas se basan en la información transmitida en tiempo real por los sistemas de telemetría de las herramientas MWD y LWD. Mediante su análisis con paqueterías especializadas de interpretación, los ingenieros de geonavegación, pueden tomar medidas oportunas para perforar el pozo sin abandonar el yacimiento, lejos de los contactos de agua-aceite o gas-aceite, cerca del tope del yacimiento, o inclusive atravesando una falla geológica Fig. 4.4

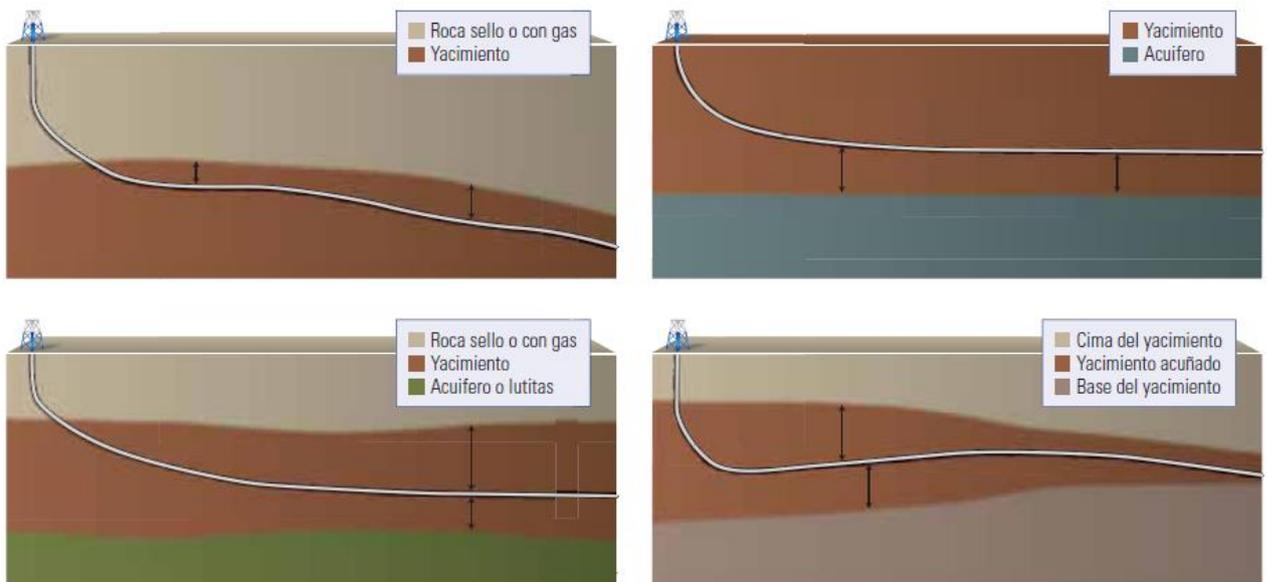


Figura. 4.4: Algunos casos de aplicación de geonavegación³⁶.

En una primera fase, se hace el estudio de los pozos vecinos, si los hubiera, y de la sección sísmica del yacimiento, sobre la base de este estudio, se determina cuál de las técnicas es más apropiada para poder cumplir los objetivos de la geonavegación.

³⁶ WEC México 2010, capítulo 2, 2010, (p.2.14)

La segunda fase es la llamada de ejecución, en ésta, los datos del pozo obtenidos en tiempo real mediante la herramienta LWD, son transmitidos a la superficie para luego ser reenviados al centro de toma de decisiones. En el centro, el grupo encargado de la geonavegación de los pozos, efectúa las interpretaciones necesarias (inversiones, cálculo de echados, actualización de modelos, correlación de pozos, etc.) y toma la decisión que es reenviada al equipo de trabajo en la localización del pozo, para ejecutar los cambios de trayectoria necesarios a fin de mantener el pozo dentro del yacimiento.

La etapa post mortem, tiene como objetivo actualizar los modelos geológicos con el fin de ser utilizados como correlación, en próximos pozos del mismo yacimiento.

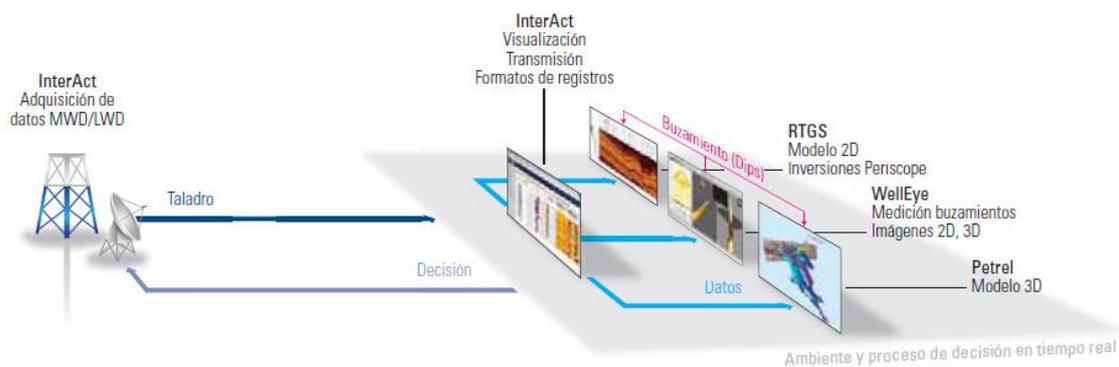


Figura.4.5: Diagrama de flujo de la información necesaria para tomar decisiones en tiempo real, relacionadas con la dirección a seguir del pozo³⁷.

4.3 Técnicas de Geonavegación

Existen cuatro técnicas de geonavegación, de acuerdo al tipo de información obtenida en tiempo real que manejan, cada una de ellas tiene sus ventajas y desventajas, que se deberán evaluar en la etapa previa al trabajo para definir cuál es la más adecuada considerando las propiedades del yacimiento.

4.3.1 Curva Tipo

Esta técnica, utiliza la información LWD (resistividad, rayos gama, densidad, etc.) para la toma de decisiones. Estas curvas, tienen la particularidad que son volumétricas; es decir, muestran el valor promedio del volumen de roca alrededor del instrumento de medición.

³⁷ WEC México 2010, capítulo 2, 2010, (p.2.15)

A fin de explicar las ventajas de las distintas técnicas, utilizaremos el ejemplo mostrado en la Fig.4.6. En este ejemplo, el pozo está siendo perforado dentro del yacimiento y se aproxima a una formación indeseada de alta conductividad. La curva de resistividad medida, muestra la aproximación de la herramienta (y del pozo) a dicha formación; sin embargo, no indica si lo hace por la parte inferior o superior del pozo.

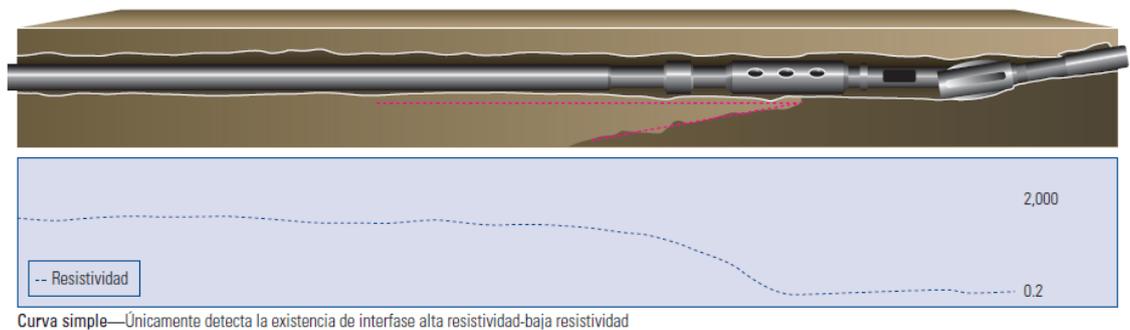


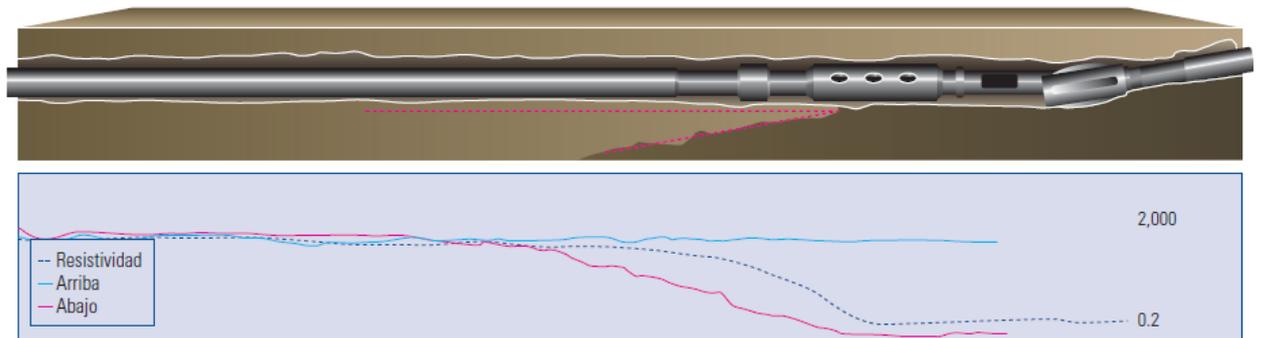
Figura.4.6: Ejemplo de una aproximación a una formación indeseada de alta conductividad en el que se dispone de solo una curva de resistividad simple. En este caso no es posible determinar si el acercamiento es por la parte superior o inferior³⁸.

4.3.2 Curva Azimutal

La evolución de las herramientas de LWD, ha permitido obtener diferentes tipos de mediciones en una forma azimutal (perpendicular a la herramienta); es decir, en diferentes sectores del perímetro del pozo, permitiendo conocer la resistividad por encima y por debajo del pozo (Fig.4.7). En este caso, se dispone de mayor información que en el caso de la Fig. 4.6. Las curvas acimutales, permiten determinar que el pozo se aproxima a la formación de lutitas por la parte inferior de su trayectoria.

A pesar de contar con más información, que permite geonavegar con más posibilidades de éxito, aun podrían faltar otros datos. Para el caso del ejemplo ilustrado, caben los siguientes interrogantes ¿Cuál rápido se aproxima el pozo a esta formación indeseada? ¿En qué ángulo se encuentra respecto a la trayectoria del pozo? Para responder a estas preguntas, se puede recurrir a las imágenes de la pared del pozo.

³⁸ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.16)

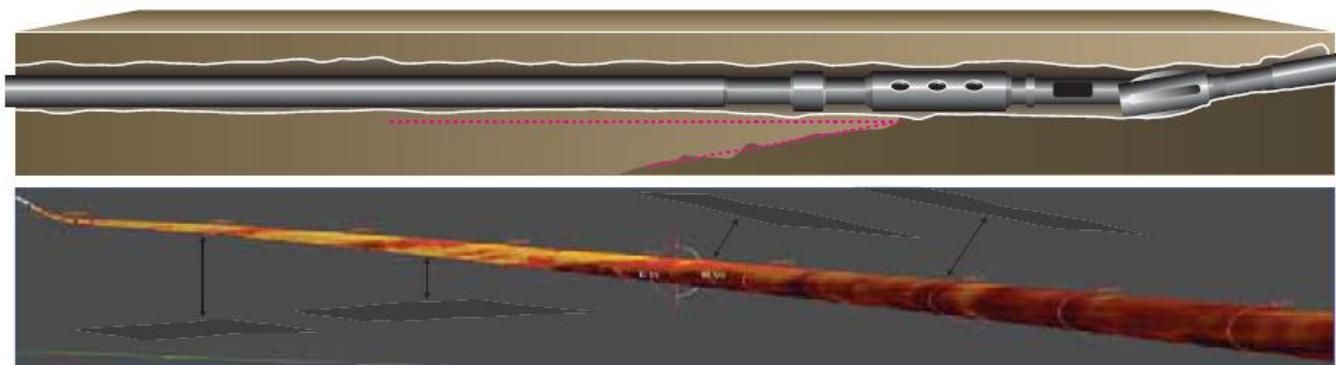


Curvas azimutales—Indican la dirección de los componentes de la interface

Figura.4.7: El mismo ejemplo de la Fig.4.6, pero disponiendo de mayor información. Las curvas azimutales permiten inferir que el pozo se aproxima a las lutitas por la parte inferior del pozo³⁹.

4.3.3 Imágenes

Estas, son informaciones azimutales de diversos sectores del perímetro del pozo, tomadas con diferentes tipos de herramientas (resistividad, rayos gama, densidad, PEF, calibre del agujero, etc.) que, dependiendo del dispositivo de medición, puede contener 16,40 o más sectores de medición cuyos abundantes valores, gracias a la evolución de las herramientas MWD, ahora pueden ser enviados a superficie, lo que llevó a la geonavegación de pozos, a poder usar las imágenes (Fig.4.8). Esta figura, ilustra el uso de Imágenes utilizando el mismo ejemplo de las dos técnicas anteriores, en este caso, el cálculo de echados ayuda a determinar el ángulo de llegada a la formación indeseada, lo cual permite recalcular la trayectoria del pozo para el mismo re-ingrese al yacimiento.



Imágenes—Indican echado verdadero

Figura.4.8: El pozo para calcular los echados, lo cual permite reprogramar la trayectoria del pozo para retornar al yacimiento. Mismo ejemplo de la Fig. 4.7, pero ahora incluyendo el uso de imágenes de la pared del pozo⁴⁰.

³⁹ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.16)

⁴⁰ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.16)

4.3.4 Geonavegación Proactiva

La técnica anterior, tiene como principal desventaja que para conocer el echado de una capa en particular, ésta debe ser atravesada. Gracias al advenimiento de la herramienta PeriScope, ahora es posible medir la aproximación a formaciones indeseadas en los 360° alrededor del pozo. Esta herramienta provee la distancia a la barrena, el ángulo y la resistividad de la formación más allá del extremo del pozo, esto se conoce como Geonavegación Proactiva, puesto que no es necesario entrar en contacto con la formación indeseada para conocer su ubicación.

La Fig. 4.9, muestra un modelo bidimensional de acompañamiento de resistividades, que ilustran el cambio de trayectoria para evitar salir del yacimiento por la parte superior (zona clara). Este cambio de trayectoria se basa en la información suministrada por la herramienta PeriScope.

El uso de Técnicas de Geonavegación de pozos ayuda a disminuir, y en algunos casos eliminar, las incertidumbres que trae aparejada la perforación de pozos horizontales. Esto es de gran valor, ya que cada vez es más común la perforación de Pozos Horizontales con el objetivo de mejorar la producción a través de un mayor contacto en el yacimiento, o para explotar yacimientos antes considerados imposibles de alcanzar.

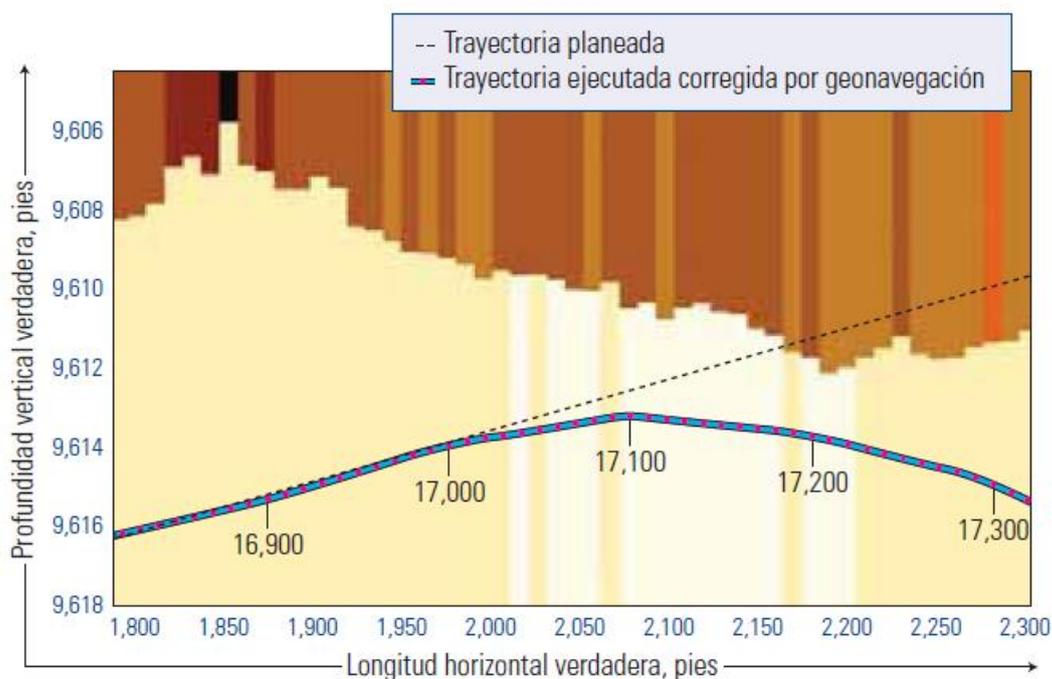


Figura.4.9: Comparación entre la trayectoria planeada y la ejecutada⁴¹.

⁴¹ WEC México 2010, capítulo 2, 2010 ,(p.2.17)

Capítulo 5. Explotación de Reservas de Hidrocarburos mediante Pozos Multilaterales

Los Pozos Multilaterales, proporcionan una manera alternativa de producir aceite y gas de un yacimiento, permiten el drenaje de volúmenes de hidrocarburos más grandes que los pozos verticales en el mismo escenario, junto con el aumento en la producción y menores caídas de presión.

Diversos análisis de rendimiento y estudios teóricos, han demostrado que en ciertas situaciones, los Pozos Multilaterales, pueden producir significativamente (hasta tres veces más) volúmenes de hidrocarburos y esto impacta en la incorporación de reservas con respecto a los Pozos Verticales. Sin embargo, también implican mayor tiempo de perforación, terminación y los costos de reparación y mantenimiento aumentan. Aunque hasta la fecha, la técnica y economía, para estos pozos han oscilado entre espectacular hasta muy decepcionante, hay un creciente consenso acerca de su potencial para proporcionar importantes incrementos de reservas al mundo del petróleo y gas.

Los usos más frecuentes de Pozos Multilaterales han estado en operaciones en alta mar, en yacimientos que son propensos a conificaciones, naturalmente fracturados, de baja productividad y de inyección de agua o la recuperación mejorada de petróleo. En muchos casos, además de un aumento en el área de drenaje, también se mejoraron los factores de recuperación.

A partir de un reciente estudio de los Pozos Horizontales de Canadá, se ha llegado a la conclusión de que la rentabilidad de éstos se encuentra relacionada con las reservas. El aumento de los gastos de producción, ayuda a compensar la elevación de los precios de la perforación de los pozos horizontales (BowersyBielecki, 1993).

Otros factores, tales como heterogeneidades, el daño y las caídas de presión lateral dentro del pozo, pueden retardar el drene, y compensan las ventajas mencionadas. Por lo tanto, la Hidrodinámica de drene (dentro del yacimiento, y especialmente en las vecindades del pozo) tienen una influencia importante en la recuperación de las reservas. La Hidrodinámica, en torno a un pozo horizontal, a su vez, depende de las características geológicas y mecanismos de producción dominantes, esta, también depende de las características inducidas operativamente, tales como, la presión que prevalece y distribuciones de saturación debido al agotamiento previo, daños, así como la longitud, trayectoria del pozo, diámetro, y la velocidad de flujo. Las interacciones entre estos factores, son extremadamente complejos y no se comprenden totalmente en la actualidad. Los desarrollos teóricos, sobre reducción de la producción en diversos entornos, los mecanismos de producción y las condiciones de terminación se encuentran todavía en su inicio. Además, las bases de datos de la industria en términos de historia y las tasas de éxito de las medidas correctivas es muy limitada a pesar de que a principios de 1993 casi 5.000 pozos horizontales se perforaron en todo el mundo, incluyendo más de 1000 en Canadá. El no considerar estos efectos, nos da como resultado una menor confiabilidad en las estimaciones de reservas para Pozos Horizontales (en comparación con los Pozos Verticales), ya que se basan en determinaciones volumétricas, rendimiento, analogías, correlaciones, o estudios de simulación. El reto no es sólo llegar a corroborar las estimaciones de reservas, sino también, cuantificar la incertidumbre de productividad del pozo. Un procedimiento ideal, sería proyectar el rendimiento hasta el límite económico y verificar las reservas por la determinación volumétrica, sin embargo, los datos no están siempre disponibles para llevar a cabo ambas cosas al nivel de confianza deseado.

El Método Volumétrico consiste en la determinación de áreas y volúmenes con posibilidad de ser drenados por un pozo vertical y los factores de recuperación, el volumen de drene dependerá de la longitud, la orientación y la ubicación del pozo, los mecanismos de producción, estratificación y las fracturas. Los factores de recuperación, dependerán de los parámetros de la terminación, la producción previa, la naturaleza de las operaciones, y la variabilidad del yacimiento. En la práctica, incluso después de la colocación del Pozo Multilateral, muchos de los parámetros que intervienen, pueden no ser conocidos para los métodos de determinación de las reservas. Además, están cambiando lentamente diversas medidas de diagnóstico y de reparación para un gasto más pobre de lo esperado.

Con la experiencia adquirida, se está mejorando poco a poco, pero hay muchas incertidumbres en la determinación de las reservas. Por lo tanto, el procedimiento debe considerar diversos parámetros para la incorporación

coherente y razonable de las reservas. El evaluador requeriría, de un buen estudio geológico y modelos hidrodinámicos de los volúmenes de drene de un Pozo Multilateral. Una forma de cuantificar la gama de incertidumbre en las proyecciones de producción y de las reservas, sería el uso de una simulación Monte Carlo (Springer et al., 1991). Esto, a su vez, requiere conocimiento de la estadística de distribución de los diferentes parámetros de entrada. El drene de un pozo horizontal, podría ser mejorado por ciertas características geológicas (por ejemplo, fracturas) y obstaculizado por otros (por ejemplo, la estratificación y el daño), Por lo tanto, estudios geológicos y modelos hidrodinámicos para el área de drene del pozo son esenciales para la comprensión y cuantificación del rendimiento de producción. La interpretación de los registros y núcleos, pruebas de pozos, o los datos de presión para el pozo horizontal, ayudarían a la realización y comprensión del modelo.

El estudio de la distribución del flujo, dentro y fuera del pozo (como se hace durante el diseño de los pozos), es de gran importancia. Incorporaciones significativas de reservas, podrían ser debido a la posición vertical, la estratificación, la orientación, el agotamiento previo, la eficacia de terminación, daño a la formación, y las caídas de presión en el pozo.

El mecanismo de producción o la disminución natural de la producción, no se ve alterada por el uso de un pozo horizontal. Sin embargo, algunos cambios en las tasas de declinación se pueden producir con el tiempo debido a los efectos de los cambios en los regímenes de flujo, heterogeneidades, flujo cruzado y la interferencia de diferentes límites de la zona de descarga. La administración de la caída de presión o aumento de los gastos de producción, pueden ayudar a prolongar la vida económica y por lo tanto, las reservas en algunas situaciones. Estos también, pueden ser ayudados mediante el drene por segregación gravitacional; en la reducción de presión, la gravedad puede contribuir significativamente a la producción de los Pozos Multilaterales.

El impacto en la recuperación de los Pozos Multilaterales puede ser difícil de cuantificar, producción estratégica y las reservas económicas pueden cambiar debido a factores tales como; permeabilidad, las distancias de desplazamiento, por lo que todos estos factores, deben ser considerados en la determinación de las reservas. Debido al aumento de producción inicial de los Pozos Multilaterales, la restricción de la producción o el alivio fiscal, durante sus primeros años no tendría impacto significativo en la economía del proyecto. En condiciones marginales, los incentivos fiscales podrían tener un impacto importante en las reservas probables, además, el papel de los Pozos Horizontales en la estrategia global de producción de yacimientos debe ser definido antes de la determinación de reservas. En vista de la incertidumbre, la determinación de reservas implicaría varias iteraciones para garantizar la coherencia, (Springer et al., 1991).

5.1 Técnicas de Determinación de Reservas

Los Pozos Multilaterales, ofrecen principalmente un mayor acceso al yacimiento, la colocación de un pozo horizontal por sí mismo no cambia el mecanismo de desplazamiento, aunque podrían ocurrir algunas variaciones. La producción para estos pozos, depende de la naturaleza del yacimiento y los mecanismos de producción dominantes. Las discusiones teóricas, están disponibles para sólo unos pocos sistemas de Pozos Multilaterales deseados. Con el uso de éstos como guías, es posible proyectar el comportamiento de los pozos, por lo general, el rendimiento de un pozo vertical proporciona pistas importantes para el rendimiento de un pozo horizontal de la misma configuración. Se han propuesto varios métodos para la determinación de los gastos en condiciones de estado estacionario. De éstos, el método de Joshi (5.1) es el más ampliamente utilizado (Mutalik y Joshi, 1992). Gasto de aceite, q_h en barriles por día se expresa como:

$$q_h = \frac{\frac{0.007078 K_h h \Delta p}{\mu_o B_o}}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln \left(\frac{\beta h}{2r_w}\right)} + D \quad (5.1)$$

dónde:

k_H = permeabilidad horizontal (mD)

h = espesor neto (ft)

Δp = caída de presión (psi)

μ_o = viscosidad del aceite (cp)

B_o = factor de volumen del aceite $\left(\frac{\text{bbl}}{\text{stb}}\right)$

$a = (L/2)\{0.5 + [0.25 + (2r_{eh}/L)^4]^{0.5}\}^{0.5}$

r_{eh} = radio de drenaje del pozo horizontal (ft)

L = longitud del pozo horizontal (ft)

β = anisotropía = $\sqrt{k_H/k_v}$

r_w = radio del pozo (ft)

D = factor de turbulencia

(En unidades métricas, la constante es 542,9 y las unidades son las siguientes: la permeabilidad, μm^2 ; presión, MPa; velocidad de flujo $\frac{\text{m}^3}{\text{d}}$.)

Cabe señalar, que la ecuación es válida sólo para una sola fase y utiliza los valores individuales para diversos parámetros de entrada. El valor de la distancia de drenaje, r_{eh} , para un pozo horizontal no puede ser conocido a priori. Como una primera aproximación, la distancia de drenaje, r_{ev} , para Pozos Verticales, podría ser utilizado para r_{eh} .

El factor de turbulencia D , se calcula como una función de la permeabilidad utilizando la ecuación desarrollada por Firoozabadi y Katz.

$$D = 2.6(10^{10})/k^{1.2} \quad (5.2)$$

Para el flujo multifásico, D , se calcula para cada fase en función de $k_r * k$ con la permeabilidad efectiva correspondiente.

Para los Pozos Multilaterales en yacimientos con gas disuelto, la producción en condiciones inestables y semi-estacionario se ha proyectado por Poon (1990), Mutalik y Joshi (1992), Babu y Odeh (1989), entre otros. El análisis de Poon, utiliza una analogía entre los Pozos Horizontales y fracturas verticales para proyectar el gasto. Es particularmente útil, ya que proporciona las curvas "tipo" para ciertas condiciones ideales, para otras situaciones, las ecuaciones de flujo podrían combinarse con balance de materia y el estado semi-estable tratado como una sucesión de estados estacionarios. El procedimiento implicaría obtener alternativamente estimaciones de la presión promedio del yacimiento (balance de materia) y el caudal (estado de equilibrio), para diferentes periodos hasta que se alcanzó el límite económico. Se debe tener en cuenta que, en algunas situaciones, las incertidumbres en muchos de los parámetros pueden hacer que estas proyecciones sean de poco valor práctico. Otro enfoque podría ser, utilizar el método de Babu para proyectar perfiles de producción y estudiar diferentes sensibilidades para evaluar el impacto de las incertidumbres.

Al presentarse conificación de agua y/o gas, las operaciones se suspendieron a un cierto gasto de aceite mínimo y en algunos cortes de agua o relaciones gas-aceite, los últimos parámetros pueden basarse en la seguridad, equipos, las consideraciones económicas o reglamentarias. Teóricamente, la conificación se puede evitar mediante la producción por debajo de flujos críticos, que a su vez puede cambiar con los cambios de presión. Chaperon (1986), presenta un método aproximado para el cálculo de los gastos críticos para Pozos Multilaterales, este método, es generalmente aceptado y utilizado por la industria petrolera.

Los gastos críticos para Pozos Multilaterales, son por lo general mucho mayores que para los Pozos Verticales. En la práctica, pocos yacimientos pueden producir petróleo "limpio" de gas durante un período prolongado. Éstos incluyen yacimientos de gas, bajo la acción de empuje hidráulico o algunas de las operaciones en alta mar, con acceso limitado en espacio de la plataforma que no permiten la instalación de equipo para manejar grandes volúmenes de agua o gas. En estos casos, las reservas de petróleo o gas serían los obtenidos antes, la surgencia del agua, puede ser retrasada al operar a tasas de flujo sub-críticos. Esto implicaría, alterar continuamente los contactos de fluidos hasta que sea un volumen no rentable de hidrocarburos, en otros casos, en que las instalaciones no son las principales limitaciones, la relación gas-aceite o corte de agua puede dar lugar a un tipo de aceite no rentable.

Los cuales pueden ser estimados a partir de las características de diseño de un pozo horizontal, así como de los parámetros de funcionamiento y el yacimiento (Chaperon, 1986; Joshi, 1991), en general se reconoce que los Pozos Horizontales podrían reducir significativamente estas pérdidas (en un 20 a 40 por ciento).

Muy a menudo, la mayor parte de la producción de petróleo podría ocurrir bajo crecientes cortes de agua, de gas-aceite o ambos. En estas condiciones, las reservas serían la suma de aceite en el cambio medio de los contactos de fluidos en el área de drene (haciendo caso omiso de los efectos del casquete) y el volumen de aceite móvil. Las correlaciones están disponibles para estimar el tiempo de la cresta de romper en el pozo horizontal (Papatzcos et al, 1991; Yang y Wattenburger, 1991). Las estimaciones de tiempo de recorrido ayudarían en la valoración de la cantidad de la producción de aceite. La declinación armónica, empieza a partir de entonces (hasta que se efectúa la interferencia de los radios de drene de otros pozos), produciendo una línea recta en una gráfica semi-log de aceite vs producción acumulada. Para los casos de agua de formación, las reservas serían esencialmente debido a la expansión del fluido y el drene del aceite móvil dentro del casquete de gas.

Esto último, se puede examinar por un método sugerido por Butler (1989). En donde se sugirió que sería igual a aceite móvil dentro de un cilindro en medio del pozo horizontal y el contacto de fluido. Para un yacimiento anisotrópico, sería modificado a un medio elipsoide (fig. 5.1). La distancia entre la interfaz y el pozo es llamado "punto muerto", h . Este sería el eje vertical del elipsoide, y el eje horizontal estaría dado por la expresión $h(k_h/k_v)^{0.5}$. Para un contacto de fluido inclinado, la distancia mínima entre los contactos de fluidos, en tales situaciones, las heterogeneidades se caracterizan adecuadamente, y la simulación numérica puede ser la única manera para obtener datos de reservas confiables, estimadas bajo diferentes condiciones. En la optimización de las reservas, es necesario asegurarse de que el flujo a lo largo de un Pozo Multilaterale se distribuye uniformemente.

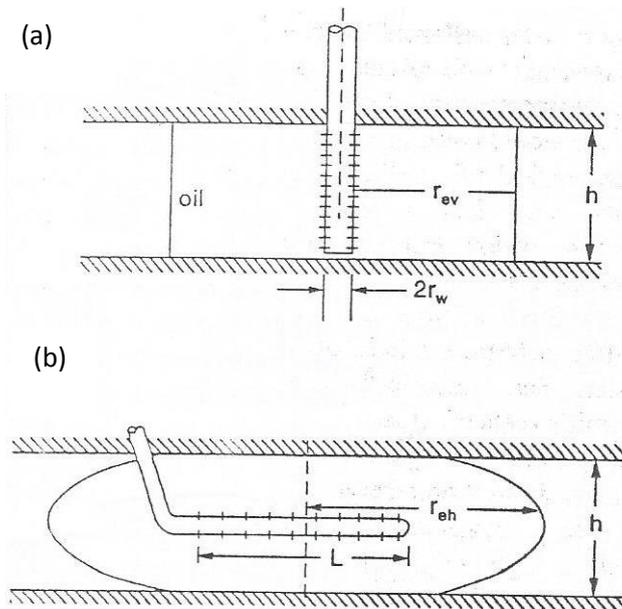


Figura.5.1.Esquema de áreas de drene de pozos horizontales y verticales⁴².

En este momento, no hay métodos distintos de correlaciones (Yang y Wattenburger, 1991) están disponibles, para la estimación mediante la producción de aceite, agua y gas a través de un pozo horizontal. Como una primera aproximación, se pueden utilizar conificaciones de agua y/o gas para la correlación de Kuo (1989) para los Pozos Verticales o el método de Butler para Pozos Horizontales (Butler y Suprunowicz, 1992). Proyecciones generadas por computadora, para el yacimiento (SuffieldJenner en Alberta) parecen más adecuadas que estas correlaciones. La disminución real de aceite acumulados, no es muy diferente para un Pozo Vertical después de que las asignaciones, fueron hechas para una mayor área de drene debido a la longitud, y las reducciones en el volumen del casquete de gas debido a heterogeneidades (Russell y Espíritu, 1992). Para algunos Pozos Horizontales, en los yacimientos de Alberta (Heysel, 1992) se han reportado incrementos muy modestos sobre los Pozos Verticales. Sin embargo, los datos sobre los pozos y las terminaciones, no están disponibles para evaluar plenamente las razones de estos incrementos. Digitación viscosa, heterogeneidades o hidrodinámica dentro y alrededor de los Pozos Multilaterales, que promueven la conificación de agua y/o gas podrían ser algunas de las causas que motivaron las recuperaciones más escasas.

⁴²Determination of oil and gas reserves (p.208)

Una vez que los resultados son analizados, puede ser proyectados y la suma de la producción de petróleo proporcionará la estimaciones de reservas.

Considerando que los Pozos Horizontales han demostrado ser eficaces en la reducción de la producción de agua, la conificación de gas, es un factor limitante, por lo general las reservas son mucho menores a las que el método describe. Las razones pueden ser, una fuerte caída en la permeabilidad efectiva del aceite a altas saturaciones de gas o la digitación viscosa, como resultado de la movilidad desfavorable de aceite en comparación con la de gas.

Lo anterior, se refiere a la discusión de la mejora del drene del yacimiento por los Pozos Horizontales en presencia de gas, agua y situaciones de conificación de las mismas. Los Pozos Multilaterales, también pueden mejorar significativamente las reservas al inyectar agua, así como la recuperación mejorada de petróleo (EOR). La mejora, podría ser el resultado de un mayor acceso a la formación y aumento de la eficiencia de barrido volumétrico. Sin embargo, las fracturas o las regiones previamente drenadas podrían limitar seriamente las reservas que incrementan. Se necesita, ingeniería cuidadosa de la longitud de las secciones laterales, la orientación, la colocación vertical y la operación para obtener reservas óptimas en estas condiciones. Al igual que en el caso de la producción primaria, los factores clave que controlan las reservas serían la hidrodinámica dentro de la región de drene y la economía.

El papel de la variabilidad del depósito, debe tenerse en cuenta en todas las situaciones, detalles suficientes sobre ciertas heterogeneidades que no se conozcan, incluso después de que un Pozo Multilateral comienza a producir, debido a esta variabilidad, el rendimiento de los pozos horizontales tiende a ser específico del sitio. Otra consecuencia, es la dificultad en la identificación de los parámetros “promedio” del yacimiento.

En este momento, en términos de longitud, de historial de producción, los datos geológicos disponibles y operativos, las bases de datos de la industria son muy limitadas para su uso de correlaciones significativas. Los datos de prueba y los históricos de producción, además de confirmar los mecanismos de producción, pueden ayudar a cuantificar algunos parámetros de las reservas.

De lo contrario, no parecen ser lo suficientemente definitivo para la estimación de la reserva, en unos pocos casos en los que se dispone de los datos por un período suficientemente largo para ser definitiva, la curva de declinación y balance de materia metodologías para Pozos Convencionales podrían ampliarse para Pozos Horizontales. En general, las técnicas más fructíferas para reservas en Pozos Verticales también serían aplicables a los Pozos Horizontales.

5.2 Métodos Volumétricos

La distribución de flujo, alrededor de un pozo es la consideración más importante en la identificación del área de drene para las secciones horizontales, lo que permite drenar una parte mucho más grande de un yacimiento que un pozo vertical, dependiendo de su longitud. Otros factores, que determinan el área de drene sería la distancia a los límites del yacimiento más cercanos. Para yacimientos homogéneos en presencia de gas en solución, Joshi (1991) ha presentado, métodos para la estimación de las áreas de drene en base a la estimación del tiempo para alcanzar el estado semi-estable en diferentes geometrías de drene. Gracias a estos métodos, el área de dren efectiva de la sección horizontal se puede estimar.

La limitada experiencia hasta la fecha sugiere que el drene de las secciones horizontales ($r_{eh} - L/2$ en la Figura 5.1) que, en muchos casos, es menor que la de los verticales (r_{ev}). Las razones pueden ser las heterogeneidades.

Como regla general, 300 m producen el equivalente de dos pozos verticales, y 600 m el equivalente de tres pozos verticales. Sin embargo, esta regla de oro debe ser usado con extrema precaución.

Se ha observado, a partir de la realización de varios pozos petroleros canadienses, que las reservas para yacimientos de areniscas son generalmente proporcionales a sus longitudes (Bowers y Bielecki, 1933). Las correlaciones correspondientes entre longitudes, y las reservas drenadas para yacimientos carbonatados fracturados son bastante erróneas. Es posible, que esto sea causado por el flujo de agua a través de algunas de las fracturas relativamente más grandes. En general, los Pozos Horizontales, en yacimientos de aceite ligero estaban drenando 250 a 300 m en la dirección lateral, mientras

que para el aceite pesado (Lloydminster), esta distancia es de menos de 150 m, y puede ser tan bajo como de 50 a 70 m (Springer y Flach, 1993).

En algunos yacimientos de aceite ligero de Alberta, se observaron reservas muy decepcionantes (Bowers y Bielecki, 1993), lo que implica pequeñas áreas de drene o que los factores de recuperación son erróneos.

5.3 Función de las Heterogeneidades

En un yacimiento heterogéneo, es probable atravesar más zonas productoras que un pozo. Para una caída de presión dada la mayor parte del flujo sería de estas regiones más prolíficas. Por lo tanto, un Pozo Multilateral sería equivalente a varios pozos verticales individuales colocados en la trayectoria de la zona productora. El aumento de la producción, así como el aumento de las reservas serían similares a lo esperado para los pozos verticales con un mínimo espaciamiento. El drene acelerado, puede inducir declinaciones más rápidas. Ejemplos extremos de dichas zonas productoras, son regiones fracturadas en Austin Chalk en Texas, BalrJcenShale en Dakota del Norte y las regiones kársticas en el campo petrolero Mare Raspo, frente a la costa italiana del Adriático. Fractura o vugulos en los arrecifes dolomíticos de Alberta y Saskatchewan, también pueden constituir regiones prolíficas, pero con un menor impacto en las reservas. Por otra parte, estos puntos también pueden actuar como vías para el agua y/o gas a través de los pozos y por lo tanto reducir el barrido volumétrico y los factores de recuperación.

La extensión vertical y lateral de la región drenada, dependerá principalmente de las características geológicas tales como la estratificación, las fracturas, las barreras para el flujo y variaciones laterales de permeabilidad. El volumen de drene efectivo para un pozo horizontal, sería más pequeño que los volúmenes de hidrocarburos contenidos en el área de drene, si las hubiere. Con el fin de identificar el volumen de drene de un Pozo Multilateral, un buen modelo geológico sería muy útil. Cabe señalar que, (incluso en yacimientos con un buen modelo geológico), los pozos horizontales, generalmente presentan características no esperadas. Un modelo geológico, actualizado con datos reales de pozos, sería de gran ayuda en la determinación del volumen de drene que se espera tengan los Pozos Multilaterales.

5.4 Importancia de las Fracturas en la Incorporación de Reservas

En ciertas configuraciones geológicas, se hace evidente que la producción está dominada mediante fracturas. Por ejemplo, varios yacimientos de la zona misisipiana de Estevan, provincia de Saskatchewan no contienen un acuífero como tal, y sin embargo, producen grandes cantidades de agua.

Sin duda, tienen que recibir un mantenimiento de presión, a través, de numerosas fracturas presentes en la región. Además de estas fracturas post-depositación, estos yacimientos carbonatados, han sido testigos de varios eventos en la sustitución de carbonato de calcio por dolomita y anhidrita. Mientras que las fracturas, actúan como conductos para los acuíferos activos que invaden la zona productora de hidrocarburos, la dolomitización aumenta el almacenamiento (porosidad), y los vugulos y micro-fracturas añaden la permeabilidad. Además, gracias al estudio de sísmica 3-D, se identifica una numerosa cantidad de fracturas en la zona de interés y se observa intercalaciones de zonas que no contienen estas características. Por lo tanto las reservas producidas por un pozo horizontal dependen de múltiples factores tales como; las heterogeneidades, los contactos agua-aceite y aceite-gas. Contrariamente, a lo que podríamos anticipar en presencia de una conificación clásica de agua y/o gas en pozos horizontales, en comparación a dos o tres pozos verticales en condiciones similares

En esta área, la ventaja de tener gastos de aceite más altos con los pozos horizontales, es a menudo impedida por las fuertes caídas de presión a medida que aumenta la producción de agua. Los gastos de agua y su producción acumulada, aumentan de manera desproporcionada a los correspondientes incrementos en la producción de petróleo debido a la existencia de numerosas fracturas verticales y la distribución de la invasión de agua (debido a las operaciones anteriores). Bajo estas circunstancias, la presión lateral cae dentro del pozo horizontal debido a dos fases (o tres) de flujo que asume una importancia fundamental. Por consiguiente, los Pozos Multilaterales, pueden estar haciendo un trabajo limitado en la extracción del aceite en torno a su área de drene, la situación puede ser, aún más complicada por la descripción específica del yacimiento (zonas porosas y fracturas a lo largo de la longitud del pozo) y daño de la formación cerca del pozo.

Se deduce entonces, que para realizar un buen pronóstico de producción, un conocimiento detallado del yacimiento y una adecuada comprensión de la geología y la hidrodinámica del radio de drene alrededor de un pozo horizontal (dentro del yacimiento petrolero, incluyendo cualquier acuífero activo) son absolutamente esenciales. La viscosidad del aceite, juega un papel importante a modo de causar digitación viscosa y la limitación de barrido volumétrico por la invasión de agua.

5.5 Factor de Recuperación

Una vez que el volumen de reservas se ha estimado, el siguiente paso; es estimar los límites superior e inferior de los factores de recuperación para la explotación vía Pozos Multilaterales.

La comprensión del comportamiento de pozos verticales, en el mismo yacimiento en términos de los mecanismos de producción dominantes y los factores que limitan la producción, proporcionan pistas importantes para el comportamiento de la producción de pozos horizontales. Como se mencionó anteriormente, algunas características podrían ayudar a mejorar la recuperación, mientras que otras podrían obstaculizar el drenaje eficiente de hidrocarburos. Las listas siguientes, dan a conocer algunas distinciones más importantes.

1.- Características que mejoran el drenaje

- Mayor contacto con la zona productora.
- Heterogeneidades dentro del área de drenaje, las barreras al flujo de agua o gas en el pozo horizontal
 - Caída de presión reducida, lo que puede ayudar a mitigar las restricciones de drenaje (por ejemplo, la conificación)
 - Reducción efectiva del límite económico (reemplazando varios pozos verticales por uno multilateral)

2.- Características que dificultan el drenaje

- Heterogeneidades (estratificación)
- Zonas drenadas con anterioridad dentro del radio de drenaje que pueden ser a presiones más bajas, o a presiones más altas
- Daño del pozo y daño a la formación
- Caídas de presión laterales (turbulencia, flujo multifásico, sedimentos o desechos presentes en el agujero) causando un drenaje eficaz de sólo una parte de la sección horizontal
- Trayectoria ondulada del pozo o "cabeceo" (algunas secciones pueden estar más cerca de los contactos de fluidos o las cimas o bases de las zonas productoras; en algunos casos, algunas secciones de los pozos pueden ser incluso fuera de la zona productora, reduciendo así la longitud efectiva en una buena parte)

3.-Mediante el estudio de los modelos geológicos e hidrodinámicos, algunas de las preguntas sobre el impacto de las condiciones menos ideales sobre los factores de recuperación podrán aclararse. Éstas podrían ser de la siguiente manera:

- ¿Pequeños intervalos contribuyendo la mayor parte de la producción?
- Si es así, ¿siguen siendo recargados adecuadamente?
- ¿Existe daño en alguna parte del pozo?
- ¿Podría haber una pérdida de carga lateral en el drene y se restringe a algunas partes del pozo?
- ¿Sería la ruptura a través, de agua o gas promovida por las rutas de flujo dominantes?
- Una vez que la ruptura se produce a través de cualquier punto del pozo, ¿sería seriamente afectada la vida productiva del pozo?

5.6 Determinación de Reservas

5.6.1 Parámetros para determinar las reservas

Cantidades importantes de reservas, serían difícil de determinar sin examinar de cerca un modelo geológico del área de drene de un pozo horizontal. Estos parámetros, podrían ser, la porosidad, la permeabilidad (orientación del pozo), la caracterización del acuífero, el casquete de gas y el espesor neto de la zona productora (Reisz, 1992), espesor por encima o por debajo del pozo en el caso de una trayectoria ondulada del pozo, fracturas, longitud efectiva, presión del yacimiento, saturaciones, el daño y el radio de drene.

5.6.2 Elementos Clave

Todos los elementos de la determinación de las reservas para pozos horizontales, son similares a los aplicables a los pozos verticales. Sin embargo, el análisis requerido, es por lo general más riguroso debido a que una revisión detallada de la hidrodinámica del drene alrededor de cada sección lateral debe ser incluido.

El procedimiento, es iterativo para garantizar la coherencia entre los datos obtenidos a partir de las reservas volumétricas, así como, análisis de rendimiento y todos los datos disponibles de la geológica y los datos de producción.

El procedimiento, requiere criterios de ingeniería en relación con los valores adecuados de los parámetros que se utilizarán para las diferentes proyecciones de producción y la estimación de reservas, y además, requiere una clara comprensión del mecanismo de producción dominante y los parámetros que limitan las reservas para la explotación del yacimiento por los pozos convencionales. Se requiere, un modelo hidrodinámico para el área de drenaje del yacimiento, que incorpora las variaciones del estado actual de producción, y la visualización cualitativa de la distribución del flujo, en el área de drenaje de las secciones horizontales. Por último, la implicación de los factores operacionales y económicos de las reservas debe ser explícitamente incluida.

5.6.3 Pasos a Seguir en la Determinación de Reservas

El procedimiento propuesto, consiste en repetir de los siguientes pasos hasta que se logre una determinación aceptable.

- I. Preparar un modelo geológico de la región, esto debe abordar cuestiones relativas a las fronteras, los límites del área de drenaje, debido a las barreras de flujo, heterogeneidades y cambios de facies, los contactos de fluidos, anisotropía, tendencias direccionales, orientación preferencial de fracturas, microfracturas
- II. Preparar un modelo hidrodinámico, que incorpore datos sobre el estado actual de drenaje, la trayectoria del pozo, la presión y la distribución de la saturación antes de la perforación y terminación de las secciones laterales, el área de drenaje efectivo y la distribución de la presión que fluye alrededor del pozo horizontal, incluyendo cualquier posible interferencia con los demás pozos.
- III. Obtener estimaciones de drenaje y diversos parámetros de reservas, tales como; espesor efectivo, forma de la zona productora, radio de drenaje, la porosidad, la distribución de la presión, distribución de la saturación, la compresibilidad, la permeabilidad, k_H/k_v y el daño.
- IV. Estimar los volúmenes de hidrocarburos, en la región y la gama de incertidumbre asociada
- V. Valorar, el rango de factores de recuperación de pozos horizontales, sobre los factores de recuperación para el drenaje convencional, y la posible relación de los parámetros que controlan la producción, los roles de las distintas influencias pueden ser cuantificados mediante simulación.

- VI. Calcular, la producción inicial, la permeabilidad (vertical, y horizontal), compresibilidad, y saturaciones. El rendimiento real o datos de pruebas de presión pueden utilizarse para la validación de las estimaciones de varios parámetros.
- VII. Proyectar el pronóstico de producción para la situación específica. Los datos de producción, ecuaciones de balance de materia, y la simulación de los resultados, si está disponible. se puede emplear para validar el rendimiento en la ausencia de cualquier mejora de la producción inicial junto con reservas volumétricas puede ser aprovechado para realizar el pronóstico de producción. Estos datos pueden ser introducidos en un análisis económico para la obtención de las reservas económicas.

Dependiendo de la situación, las curvas de tiempo-gasto, la tasa de producción acumulada, relaciones de volumen, y el volumen acumulado de gas o agua en contra de, la producción acumulada de petróleo o de gas, puede ayudar a determinar las reservas. Se debe de tener cuidado, para asegurarse de que los datos sean adecuados, que el gasto se determina por el yacimiento y factores geológicos solamente, y que éste es consistente con los mecanismos de producción.

Los datos sobre el rendimiento de los Pozos Multilaterales, en situaciones análogas, en su caso, podrían ser útiles. Recientemente, se han publicado algunos datos estadísticos sobre el rendimiento de los pozos horizontales en diferentes zonas petroleras de determinadas zonas productoras durante los primeros 12 meses de producción (Springer et al., 1993). Cuando la incertidumbre es alta, el pronóstico de producción debe fundamentarse en estimaciones de la producción inicial y reservas determinadas volumétricamente.

- VIII. Identificar cualquier mejora potencial de las reservas, debido a los cambios prudentes operacionales, reparaciones, instalaciones o mejoras de equipo. Estos datos, pueden ser utilizados para refinar aún más el pronóstico de producción, otra puesta a punto, puede ser necesario debido a la interferencia con los pozos vecinos, si dicha interferencia puede establecerse a partir de su desempeño (Springer y Fiach, 1993).

- IX. Garantizar la coherencia entre las reservas, sobre la base de la determinación volumétrica y ritmos de producción.

- X. Evaluar el alcance de las incertidumbres en las estimaciones de las reservas y los niveles de confianza pertinentes. Esto dependerá de control geológico, la cantidad de datos históricos del yacimiento, el éxito de las operaciones de recuperación de diagnósticos o rentables, y la longitud de tiempo que la sección horizontal ha estado produciendo.

Capítulo 6. Análisis Económico para Pozos Multilaterales y el manejo de Yacimientos con Pozos Multilaterales

Los Pozos Multilaterales, han demostrado ser rentables en la optimización de la recuperación de hidrocarburos. Aunque la mayoría de los pozos, fueron perforados debido al incremento que se espera en la producción, no siempre han sido una solución para el éxito económico del proyecto. El análisis económico de proyectos de Pozos Multilaterales, es mucho más complicado que la de proyectos de pozos verticales, debido a las muchas variables implicadas. Varios parámetros se evalúan para el éxito económico de este tipo de proyectos. Éstos, incluyen la perforación y terminación, el espesor de la zona productora, espaciamiento entre pozos, el espesor de la fractura, la comunicación vertical, daños a la formación. El costo total del Pozo Multilateral, se divide en dos componentes: el costo de la sección vertical y el costo de las secciones horizontales o laterales, el costo de las secciones horizontales o laterales es fuertemente dependiente del tiempo. El tipo de terminación también afecta, y ciertas opciones de terminación sólo son posibles con ciertas técnicas de perforación. El análisis, se basa en las estimaciones de costos asociados a todas las fases del proyecto, para asegurar el éxito económico, se requieren esfuerzos multidisciplinarios en todas las fases de la planificación previa del programa, esto incluye la obtención de la información pertinente antes de que el pozo se haya perforado.

Sin embargo, los proyectos de Pozos Multilaterales, son mucho más complicados que los proyectos de pozos verticales y requieren de un buen enfoque de gestión. En general, una mejora en la producción de alrededor de 2 a 2.5 veces mas sería justificación económica suficiente para perforar un Pozo Multilateral, la economía de estos pozos se refiere a la reducción al mínimo de la perforación, terminación y mantenimiento de costos y la optimización de la ganancia. Eficiencias de costos reales o la optimización de beneficios no se pueden lograr con la tecnología por sí sola, de hecho, la mejor manera de mejorar la eficiencia de costos y por lo tanto maximizar los beneficios es a través, de la planificación y ejecución. La economía, consiste en lo siguiente: la comprensión de la tecnología por parte de todos los integrantes del proyecto y el buen enfoque de gestión (una buena planificación, una buena decisión de localización del pozo). Por ejemplo, un excelente programa de fluido de perforación puede comprender la perforación de la sección vertical con lodo base de agua y la perforación de la sección lateral con lodo base aceite. Este enfoque, mejora la estabilidad del pozo, reduce el torque y arrastre, ofrece buenas características de limpieza del pozo, y reduce el daño a la formación.

El éxito económico del programa de tecnología a implementar en el pozo depende directamente de los costos. Por lo tanto, el esfuerzo debe estar enfocado para perforar y terminar los pozos de manera más eficiente. Los principales objetivos de perforación, terminación y producción de pozos multilaterales son (1) para maximizar la recuperación final de hidrocarburos, (2) para maximizar la economía de las reservas recuperables, y (3) para mantener un alto ritmo de producción durante el mayor tiempo posible, optimizar la recuperación final.

Desde una perspectiva de la administración de yacimientos, el objetivo principal es la adecuada explotación de los recursos petroleros en las fases de desarrollo y producción, lo que incluye la prevención de acontecimientos no deseados económicamente y una respuesta flexible a las nuevas oportunidades de producción. El éxito económico de un proyecto de Pozos Multilaterales, depende de las respuestas a las siguientes preguntas:

1. ¿Por qué perforar un Pozo Multilateral?
2. ¿Qué ventajas ofrece?
3. ¿Cuál será la productividad del pozo?

Se ha demostrado que la productividad del Pozo Multilaterales, se ve afectado por el espesor del yacimiento, la longitud del lateral del pozo, heterogeneidades del yacimiento, tales como; fallas, barreras de esquisto, y variaciones de permeabilidad, la relación de la permeabilidad vertical a la horizontal, y, ubicación de las secciones laterales dentro del yacimiento.

Recientemente se ha presentado un modelo de evaluación económica detallada, que representa el valor temporal del flujo de efectivo, incluyendo los efectos de la tasa de interés y tasa de inflación de los Pozos Multilaterales terminados en yacimientos naturalmente fracturados. Este modelo, puede ser utilizado para identificar el plan de perforación adecuado para la recuperación óptima de este tipo de yacimientos.

Dicho modelo utiliza el concepto de valor presente neto (VPN), en la optimización del fracturamiento hidráulico. El enfoque, implica graficar de una gama de longitudes de fractura (u otras variables de tratamiento) contra el VPN y la longitud óptima de la fractura corresponde al VPN máximo.

El éxito de la perforación de Pozos Multilaterales, significa superar el costo total de la sobreproducción, en otras palabras, alcanzar este objetivo significa, mejorar la producción horizontal, reduciendo los costos totales de perforación y terminación.

6.1 Consideraciones Económicas para Pozos Multilaterales

El primer factor que debe ser considerado antes de la perforación, es si la empresa ve el proyecto como la investigación y desarrollo o como base para la ganancia económica inmediata. El efecto de este razonamiento es aplicar una curva de aprendizaje para predecir el costo del primer pozo y pozos subsiguientes para una área determinada. El segundo factor, una base de datos de los Pozos Multilaterales, debe ser compilada antes de emprender el programa de perforación, esto debe incluir la base de datos de producción para pozos horizontales para un área dada junto con los modelos de yacimientos y producción de pozos verticales. Esto ayudaría a los planes de desarrollo para el campo, mediante el establecimiento de un programa de producción y determinar la recuperación final de la cual se estructuran los aspectos económicos. El tercer lugar, ciertos créditos fiscales se dan para proyectos de Pozos Multilaterales, que se consideran para mejorar los proyectos de recuperación de hidrocarburos. Es esencial para determinar la fase de planificación, si el pozo podría ser útil para una aplicación EOR sobre la terminación de recuperación primaria. Esto produciría un ahorro de costos significativo a largo plazo. El cuarto factor, hay que tener en cuenta la tecnología de producción en términos de la separación de agua, el tratamiento y las instalaciones de eliminación. Por último, para los pozos situados en alta mar, en zonas remotas o sensibles del medio ambiente, el costo de la logística para perforar puede ser significativamente alto. En tales casos, los Pozos Multilaterales, son un medio por el cual un campo entero se puede desarrollar de manera adecuada con un menor número de plataformas, y el menor número de pozos.

6.1.1 Planificación

Ésta se relaciona con la operación de toma de núcleos que deben ser obtenidos y analizados durante la perforación de la sección vertical y la primera sección horizontal, estos se utilizan como registros de calibración y para la determinación de la permeabilidad de la formación y sus propiedades mecánicas. Datos de producción inicial, que se obtienen inmediatamente después de terminar el pozo, se debe hacer después de que los pozos comienzan a producir y es esencial para la determinación de los tratamientos de estimulación más apropiada, el pronóstico de reservas, y para optimizar el beneficio económico. También, es necesario estimar el costo de la estimulación después de seleccionar el método, tanto el costo de ésta y el rendimiento de los yacimientos se incorporarán en el análisis económico.

Los parámetros clave, para el éxito de los Pozos Multilaterales en base a varios resultados parecen ser: espesor de la fractura, espesor de la zona productora, espaciamiento entre pozos, la comunicación vertical, daños a la formación y después de la perforación, la capacidad de limpieza en el pozo, control geológico, y la cooperación de los grandes grupos de trabajo como lo son geología, yacimientos, perforación, y terminación.

Un programa de Pozos Multilaterales, tiene una mejor oportunidad de éxito económico y se debe a que la experiencia de perforación se gana en un área determinada, los costos generales disminuyen. El primer pozo por, lo general cuesta dos o tres veces más que un pozo vertical. El segundo pozo cuesta mucho menos que el primero. Después de perforar unos pocos pozos, la relación multilateral / vertical es aproximadamente 1.5 en relación a los costos.

6.2 Aspectos Técnicos del Análisis Económico

Estos, incluyen las siguientes consideraciones: límites de arrendamiento, la calidad del yacimiento, lugar de la superficie y la disminución en curso de perforación diaria debido a la longitud horizontal. Las tres primeras consideraciones, pueden ayudar en el desarrollo del tipo de pozo, es decir, radio corto, radio medio, de radio largo, etc. El último factor, el avance de la perforación diaria en el lateral, afecta el costo total del pozo. El progreso de la perforación diario, disminuye por lo siguiente: aumento de la sección lateral; tiempo de disparo más largo debido a la mayor profundidad; una mayor dificultad en la transmisión de peso a la barrena como resultado de una mayor resistencia; dificultad en la orientación de motor de fondo debido a la sarta de perforación más larga; la bomba y las limitaciones de potencia de la plataforma.

6.3 Costo Total de la Perforación de un Pozo Multilateral

El coste total asociado con un Pozo Multilateral, se puede dividir en el costo vertical y horizontal, este se puede considerar como la suma de los costos:

$$C_t = C_v + C_{hs} \quad (6.1)$$

C_v = Costo de perforación vertical

C_{hs} = Costo de las perforaciones horizontales

El costo de la sección vertical incluye los costos tangibles (o no recurrentes) y los costos de operación diarios, los no recurrentes incorporan los que se incurre una sola durante la perforación de la sección vertical. Estos, pueden incluir en movimiento, cabezal del pozo y cementación, barrenas, lodo de perforación y productos químicos). Los costos de operación diarios, agregan los cargos cuyo total varía casi directamente con el número de días necesarios para perforar el pozo. Éstos se componen del costo diario de la plataforma, los gastos generales, los suministros, los alojamientos, comunicaciones y transporte.

El costo de la sección horizontal, depende más del tiempo, e incluye todos los parámetros indicados por la sección vertical además de las siguientes: perforación direccional y equipos de levantamiento, servicios de registro, más equipamiento y supervisión. El precio variable asociada a un solo pozo horizontal C_{hs} se da como:

$$C_{hs} = C_c + C_d * t \quad (6.2)$$

Donde,

C_c = Costo asociado para la perforación de la curva

C_d = Costo de operación diaria

t = tiempo requerido para perforar el intervalo horizontal.

El tiempo t , se calcula mediante la realización de un análisis de regresión de mínimos cuadrados de la relación de línea recta entre la longitud horizontal (trazada a lo largo del eje x) y la inversa del progreso diario, $1/ROP$ (hr / ft - trazada a lo largo del eje y).

6.4 Optimización de la Longitud Horizontal del Pozo

La optimización, consiste en el descuento de los ingresos respecto a las secciones multilaterales y el tiempo para el momento cero, que es el tiempo en el inicio de las operaciones en campo. Por lo tanto, con el fin de optimizar la longitud de la sección lateral del pozo, es necesario determinar el valor presente neto máximo. El valor presente neto se define como:

$$VPN = \sum \left[\frac{\Delta N_p C_o}{(1+i)^n} \right] - C_w \quad (6.3)$$

ΔN_p = Producción incremental de petróleo

C_o = Costo por barril de petróleo

C_w = Costo de la perforación y terminación del pozo

i = Tasa de descuento,

n = Número de años

La ganancia incremental de la producción de petróleo de un pozo se da como:

$$\Delta N_p = Q_h(\Delta t) \quad (6.4)$$

Q_h = Gasto de producción de la sección horizontal en estado estacionario

Δt = Incremento de tiempo

El gasto de producción, en estado estacionario q_h se puede determinar utilizando cualquiera de las ecuaciones disponibles suponiendo yacimiento homogéneo. Por ejemplo,

$$Q_h = \frac{0.007078(h)(K_h)\Delta P/(\mu_o B_o)}{\left[\frac{\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)}{(L/h)} + \left(0.25 + \frac{C}{L}\right)\left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{h}\right) \right]} \quad (6.5)$$

Esta ecuación, es independiente del radio de drene del pozo horizontal r_{eh} que se produce en muchas de las ecuaciones anteriores. Por último, asumir varios valores de longitud horizontal y de producción, se calculan los distintos valores presentes netos. Trazando las longitudes de la sección lateral contra VPN máximo, se determina por el tiempo dado y valores de la tasa de descuento.

6.5 Aplicación de Pozos Multilaterales en el Manejo de los Yacimientos

El objetivo principal de manejo de los yacimientos, es mejorar la rentabilidad de este, determinamos, el éxito de los proyectos por la tasa de retorno de la inversión. En el negocio de la producción de petróleo, el precio de venta de petróleo y gas, representa el papel más importante en la determinación de la ganancia. La mayoría de los operadores, tienen poco control sobre esta importante variable. Por lo tanto, para mejorar los beneficios, éstos deben reducir al mínimo el costo de encontrar y producir un barril de petróleo. El control de costos, es apreciable debido a tres tendencias emergentes: 1) el precio del petróleo apenas se mantiene al día con la inflación y se espera que permanezca estable, 2) descubierto de aceite en las cuencas existentes y el tamaño medio de estos descubrimientos está disminuyendo continuamente con el tiempo; y 3) la demanda de petróleo y gas está aumentando cada año. Las tendencias anteriores nos indican que tenemos que producir más petróleo de yacimientos descubiertos a un bajo costo para mantener su competitividad.

6.6 Objetivos y Consideraciones sobre el Manejo de Yacimientos

El objetivo principal del manejo de yacimientos, es mejorar a corto plazo y la rentabilidad a largo plazo de un proyecto. Beneficios a corto plazo, puede ser aumentando las tasas de producción con costos mínimos. Beneficios a largo plazo se componen de una alta tasa de producción constante y la mejora de las reservas finales, los cuales, en conjunto, aumentan el valor presente del activo. Esto es, a largo plazo, los beneficios y el VPN (valor presente neto) de los activos, también se pueden mejorar mediante la producción de las reservas en un lapso de tiempo más corto, así como mediante la mejora de las reservas producibles de un campo. Los pozos horizontales, son eficaces en el aumento de las tasas de producción y el incremento de las reservas; por lo tanto, proporcionan una excelente herramienta para el manejo de yacimientos.

La administración de yacimientos, se define como cualquier actividad que va a maximizar las reservas de una empresa operadora. (Se reconoce plenamente que de vez en cuando, las actividades llevadas a cabo por una empresa operadora de maximizar las reservas, no pueden dar lugar a un beneficio económico para sus socios). Los operadores prudentes, se esfuerzan para el equilibrio óptimo entre los costos de explotación y beneficios a largo plazo.

La ejecución de muchos proyectos de Pozos Multilaterales, en todo el mundo demuestran su eficacia en el aumento de los gastos de producción o de inyección, así como en el aumento de las reservas. Un pequeño número de Pozos Multilaterales, en diferentes partes del mundo se han utilizado con fines de exploración, a pesar del hecho, de que la mayoría de los pozos horizontales, hasta la fecha se han perforado en yacimientos desarrollados, algunos Pozos Multilaterales no han tenido éxito comercial. Por lo que sabemos, hasta la fecha, no hay yacimientos que se hayan desarrollado utilizando Pozos Multilaterales exclusivamente.

Desde el punto de vista de gestión, la inversión en la perforación multilateral tiene que ser competitivo con cualquier otra opción de inversión alternativa, las siguientes son algunas de las principales consideraciones:

1. El costo de la compra de bajo riesgo adicional, demostró la producción de las reservas. En concreto, el coste de desarrollo de reservas adicionales utilizando Pozos Multilaterales, tiene que ser menor que el precio de compra de las reservas en la zona determinada en el momento de la inversión en la sección lateral.
2. La probabilidad de éxito con una terminación convencional, al éxito obtenido con una terminación horizontal. En las zonas con muchos pozos horizontales existentes, la probabilidad de éxito es alta, mientras que en una nueva zona existe un mayor riesgo. La tasa de éxito de los Pozos Multilaterales, parece variar de una región a otra, dependiendo de la experiencia en el área dada y la calidad del yacimiento. Del mismo modo, la tasa de éxito de este tipo de pozos también es alta en muchos campos marinos de todo el mundo, así como en muchos yacimientos en tierra.
3. La probabilidad de añadir reservas mediante la perforación de Pozos Multilaterales en los campos de desarrollo en comparación con la realización de una nueva exploración. Los datos disponibles, indican que, debido a esta perforación, la mejora de las reservas es de alrededor del 8% al 9%. Esto se traduce, en un 0.5% a 2% de aumento en la recuperación de petróleo. El costo de la adición de reservas por perforación horizontal debe ser comparada con el costo medio de la búsqueda de nuevas reservas. Una reciente encuesta de 102 empresas, muestra que el costo medio de la búsqueda y desarrollo de nuevas reservas es de aproximadamente \$ 4.50/barril todo el mundo excluyendo los efectos de la compra de la propiedad probada. Por lo tanto, si los Pozos Multilaterales, pueden añadir reservas a bajo costo y pueden ser una herramienta útil en la reposición de reservas.

6.7 Resultados de los Campos al Perforar Pozos Multilaterales

Como ya se comentaba, este tipo de pozos han tenido éxito en el aumento de la tasa de producción y la mejora de la recuperación en muchos campos en todo el mundo. La perforación y métodos de terminación, así como la justificación de la perforación de un pozo multilateral varían. El aumento de la productividad, se puede determinar fácilmente, a partir de los datos de campo disponibles. La mejora en la recuperación (o aumento en la reserva) también se ha informado con frecuencia los resultados de campo, muestran que en promedio, la productividad estabilizada de un Pozo Multilateral, es de aproximadamente 2 a 5 veces más que la productividad de un pozo vertical.

Por lo tanto estos pozos han, demostrado su eficacia no sólo en el aumento de las tasas de producción, sino también en la mejora de las reservas. Esto indica claramente, que estos pozos pueden ser utilizados como una herramienta eficaz para la administración de yacimientos. Por lo tanto, en muchas zonas, los planes estratégicos de desarrollo se están llevando a cabo con Pozos Multilaterales, para mejorar la recuperación de los campos existentes, en el Reino Unido de la esperada recuperación total adicional de 5,3 millones de barriles, que utilizan diferentes técnicas de IOR (recuperación mejorada de petróleo), DTI (Departamento de Comercio e Industria) espera que 2,4 mil millones de barriles de recuperación utilizando estos pozos.

6.8 Manejo de Yacimientos

Los Pozos Multilaterales, se han empleado para lograr los siguientes objetivos generales:

- 1) Aumentar velocidades de flujo y acelerar la producción de reserva
- 2) Mejorar la recuperación y el área de drene por pozo
- 3) Mejorar el drene en las zonas no drenadas con anterioridad (esto se consigue mediante la recuperación primaria, así como en la recuperación secundaria y terciaria).

En las operaciones de campo, los pozos de secciones laterales se han utilizado en las siguientes estrategias de administración del yacimiento:

- i. Aumento de la producción de petróleo y/o gas a partir de las mismas instalaciones de superficie sin inversiones adicionales en las instalaciones de superficie, la producción de hidrocarburos se puede aumentar, esto es especialmente importante en alta mar una de las zonas remotas. Para los casos, en que la tasa de producción está limitada por la instalación de almacenamiento de agua disponible, los pozos de inyección de agua horizontales, se han usado para mejorar la capacidad de eliminación de agua y, por tanto, aumentar la producción total diaria de aceite. En los yacimientos con acuífero activo, pueden reducir el corte de agua e incrementar la producción de petróleo por la misma producción total de líquidos.
- ii. Reducir el número de pozos inyectoros y productores, esto es importante tanto en alta mar como en tierra, en las áreas costa afuera, la reducción en el número de pozos como resultado una reducción de tamaño de la plataforma, por lo tanto, reducir las inversiones de capital inicial, y marcando campos marginales comercialmente atractivos. muchos proyectos marginales en alta mar, se han convertido comercialmente viable debido a esta perforación.

La reducción del número de pozos de inyección y de producción, es también importante en los muchos yacimientos maduros en tierra de todo el mundo. El costo de funcionamiento de un campo, depende de la cantidad de pozos de inyección y producción, un campo, es considerado marginal cuando los ingresos obtenidos por la venta de hidrocarburos se acercan a sus costos de operación. Uno puede o bien vender una propiedad marginal a un operador de bajo costo o de manera alternativa, y tratar de reducir los costos de operación. Los Pozos Multilaterales proporcionan una vía para reducir los costos operativos.

Como se señaló anteriormente, mediante la perforación de Pozos Multilaterales, se puede aumentar la productividad del pozo y la capacidad de inyección de dos a cinco veces. Un número proporcional de pozos de producción e inyección, se puede reducir sin afectar a la producción de petróleo y la capacidad de inyección de agua. La reducción de los pozos, reduciría los costos de operación, reducir la tasa de corte económico de un proyecto y, por tanto, aumentar la vida de campo y reservas producibles. Este tipo de aplicaciones son más comunes en muchos yacimientos maduros.

También es posible fracturar este tipo de pozos, éstas, pueden ser estimuladas ya sea perpendicular o paralelo al pozo. La dirección de la fractura, dependerá del ángulo y dirección de principio de máxima tensión. En un típico pozo de producción, fracturas perpendiculares al pozo son deseables mientras que en un pozo de inyección, son paralelas a la boca del pozo pueden ser lo más adecuado. La productividad añadida debido a la estimulación de fractura puede ser capaz de reducir aún más el número de pozos de producción o inyección.

- iii. Acceso a reservas previamente inaccesibles Esta, ha sido la principal ventaja de los Pozos Multilaterales, en ambas aplicaciones primarias y secundarias de recuperación. en la recuperación primaria de Pozos Multilaterales, han podido tener acceso a reservas en virtud de las ciudades con alteración mínima de la superficie en áreas ambientalmente sensibles, con el tipo de plataforma de perforación o tener más de un bloque de falla para drenar las reservas.

En la inyección de agua, se puede obtener casi un empuje lineal y drenar áreas previamente no drenadas. Otro tipo de reservas inaccesibles comúnmente encontradas, es en la inyección de agua donde más de dos zonas están en comunicación hidráulica. En este caso, la mayor parte del agua de inyección viaja a través, de la zona de alta permeabilidad y los fluidos producidos son principalmente de la misma zona. Incluso después de varios años de la inyección, y la producción, la zona de baja permeabilidad sigue sin ser drenada. En tal caso, el pozo se puede terminar en la zona de baja permeabilidad, mejorando así su productividad o capacidad de inyección. Esto se traduce, en la mejora de la recuperación de una zona previamente no drenada de baja permeabilidad.

- iv. Producción en intervalos delgados Los pozos verticales, perforados en las zonas finas del orden de 10 pies son difíciles de hacer pozos comercialmente viables, debido a que la tasa de producción puede no ser suficientemente alta. Una sección lateral con una longitud muy larga en una zona productora delgada, tiene una mejor oportunidad de producir a gastos de petróleo o gas comercialmente viables. La perforación de un pozo horizontal, en un yacimiento de este tipo, no tiene que preocuparse por mantenerse alejado de los contactos gas-aceite y agua-aceite.

Los pozos horizontales, también se han utilizado para producir espesores delgados de aceite, que están situados sobre el agua de la formación y el casquete de gas, o en yacimientos de gas colocados sobre el agua de fondo. En general, con el uso de pozos convencionales, es difícil producir petróleo a menos de 50 pies de espesor que es cubierto por un casquete de gas debido al problema de conificación. Los pozos horizontales, por otra parte, pueden tener éxito en espesores de petróleo con un espesor de 30 pies o más, incluso si el casquete de gas está presente. Los datos de campo, muestran la aplicación exitosa de esta tecnología en yacimientos con agua de fondo, pero sin casquete de gas y de un espesor mínimo de la columna de petróleo de alrededor de 20 pies.

- v. Encontrar las reservas mediante la redefinición (o reubicación) de los límites del yacimiento. cuando se perforan pozos verticales o convencionales, las cimas del yacimiento y el fondo son identificadas en los registros de pozos. Estas partes, superiores e inferiores de una zona determinada son comúnmente correlacionados por líneas rectas entre los pozos, que pueden no definir correctamente los límites del yacimiento, es decir, los límites del yacimiento superior e inferior entre los dos pozos no pueden ser líneas rectas. Si el límite superior se curva hacia arriba el volumen de hidrocarburos en ese lugar podría ser mayor de lo calculado utilizando una correlación geológica de línea recta. Esta cuestión es importante en áreas donde el espaciado entre pozos es grande, lo cual es típico en muchos yacimientos en alta mar, en el Medio Oriente, y muchos yacimientos gas en tierra en América del Norte. Una ruta para el pozo horizontal puede ser diseñada específicamente para localizar la parte superior o inferior de un yacimiento. Reservas adicionales, se han encontrado usando esta estrategia de diseño de pozos. Del mismo modo, los Pozos Multilaterales, perforados se han empleado para localizar la extensión del yacimiento a lo largo de todo el espesor productor. Esta técnica, aplica con éxito, para localizar extensión lateral del yacimiento, esto se traduce en el ahorro del costo de un agujero vertical para investigar prolongación del yacimiento.

6.9 Aplicación de Pozos Multilaterales

Tienen un amplio espectro de aplicaciones en el manejo de yacimientos. Se acepta ampliamente que los pozos horizontales son eficaces para:

- 1) espesores delgados
- 2) yacimientos naturalmente fracturados
- 3) yacimientos con problemas de conificación de agua o gas
- 4) yacimientos de gas de baja permeabilidad.

Éstas se han convertido en rutina en operaciones de campo.

Los pozos con múltiples secciones laterales, también están desempeñando un papel cada vez más importante en la producción de petróleo pesado, inyección de agua y otras operaciones de recuperación mejorada de petróleo.

Los pozos horizontales están dando un gran impulso a la producción de crudo pesado. Más de 900 pozos horizontales han sido perforados en los yacimientos de crudo pesado. Muchos de estos yacimientos, tienen un acuífero inferior, por lo que no es rentable producir espesores delgados de petróleo pesado con agua del fondo debido a la producción excesiva de agua. Por otra parte, la inyección de vapor en estos yacimientos no es eficaz, ya que el vapor tiende a viajar a las zonas del agua fondo. Los pozos horizontales, proporcionan de 3 a 5 veces más la productividad y sin inyección de vapor. Por lo tanto, una inversión de inicio en un Pozo Multilateral, podría mejorar la producción y realizar un ahorro significativo en la tubería, el combustible y el equipo relacionado con la inyección de vapor.

Los pozos horizontales, se han utilizado también en las inyecciones miscibles, muchos de estos proyectos son un éxito comercial en el aumento de la recuperación de petróleo cubierta por un disolvente miscible y sustentado en una zona del acuífero. Del mismo modo, algunos proyectos de recuperación térmica, que utiliza el método de inyección de vapor asistido por el drene gravitacional con pozos individuales o múltiples también están en marcha.

6.10 Parámetros Clave

Como se señaló anteriormente, a pesar de que muchos Pozos Multilaterales, han sido exitosos económicamente, las fallas son poco frecuentes. Una revisión de los proyectos exitosos y no exitosos de campos, indica que los siguientes parámetros determinarán la viabilidad comercial de un proyecto:

- daño a la formación,
- la incertidumbre geológica,
- el tamaño del pozo,
- separación entre pozos
- costos de la perforación y terminación.

Otros parámetros incluyen:

- permeabilidad vertical
- orientación de los pozos
- la saturación de agua
- localización de los pozos
- la presión del yacimiento

Para un Pozo Multilateral, que produce menos del gasto estimado, los parámetros siguientes pueden ser la razón:

- la longitud perforada no produce en su totalidad
- daño de la formación
- baja permeabilidad vertical del yacimiento
- encontrar geología inesperada
- caída de presión excesiva.

Hay que tener en cuenta, no es fácil de diagnosticar el problema y obtener una respuesta única, esto es debido a las demasiadas incógnitas y a un número limitado de ecuaciones disponibles para analizar el problema.

A pesar de las diferentes herramientas disponibles y su avance, el fracaso de un Pozo Multilateral, debido a la geología inesperada sigue siendo una de las principales razones de los pozos no exitosos. La industria del petróleo tiene el riesgo inherente de la perforación de un pozo seco, que puede ser reducido por los avances en la tecnología, pero no puede ser completamente eliminado, la geología local sólo puede ser bien definida después de la perforación de un pozo.

Otra razón principal de fallas en los Pozos Multilaterales, es el daño a la formación. Esto es especialmente cierto, en yacimientos de baja permeabilidad, con el avance de los fluidos de perforación, y el avance de la perforación bajo balance, la industria en su conjunto parece mostrar una disminución en la formación de los daños relacionados con el índice de fracaso. Además de daño a la formación, el control de la arena está relacionado al fracaso en la operación, ha sido un problema en ciertas partes del mundo en las arenas no consolidadas. El taponamiento de la protección puede reducir la productividad de los pozos de manera significativa. En general, la tasa de producción por unidad de longitud de un pozo horizontal es menor que en un pozo vertical. Por lo tanto, si la producción de arena es principalmente debido a la alta velocidad del fluido en el yacimiento, entonces puede ser solucionado mediante el uso de pozos horizontales. Se ha reportado, que muchos pozos horizontales, en arenas no consolidadas de petróleo pesado, no muestran ningún problema de control de arena, incluso después de 5 a 6 años de producción.

Una razón más para un mal rendimiento de Pozos Multilaterales, es debida a la caída de presión excesiva en las secciones laterales en comparación con la caída de presión en el yacimiento. En los yacimientos de gas de baja presión y algunos yacimientos de crudo pesado, una cierta longitud del pozo no puede contribuir porque la presión de este, está cerca de la presión del yacimiento, la reducción de la entrada de líquidos cerca de la punta del pozo.

Conclusiones

En el presente trabajo se engloban las características y factores a considerar para llevar a cabo la perforación y terminación de Pozos Multilaterales con el objetivo de incrementar los volúmenes de hidrocarburos producidos bajo condiciones de seguridad y protección ambiental adecuadas.

Si bien la perforación de un Pozo Multilateral es más compleja que la perforación de Pozos Verticales Convencionales, la explotación de los hidrocarburos es mayor a razón de 3 a 5 veces lo cual a largo plazo ayuda a un buen manejo de los yacimientos, reduciendo la perforación de Pozos Verticales y por ende los costos de operación, aumentando la rentabilidad de los proyectos.

El incremento de las reservas de hidrocarburos también se ve beneficiado con la perforación de Pozos Multilaterales, ya que éstos nos permiten explotar varias zonas del yacimiento o bien, zonas que con pozos verticales serian imposibles de alcanzar por diferentes causas.

El valor presente neto (VPN) de los proyectos petroleros aumenta de manera considerable al utilizar Pozos Multilaterales, en algunos casos el costo de un Pozo Multilateral apenas es superior a 1.5 veces más que el de un Pozo Vertical, sin embargo no se debe olvidar el análisis económico del proyecto para ver la viabilidad del utilizar esta tecnología de perforación.

Para tomar la decisión de perforar Pozos Multilaterales en algún proyecto petrolero es indispensable hacer una recopilación de información detallada para una mejor caracterización estática y dinámica del yacimiento, tener pronósticos de producción exactos y buenos modelos de simulación numérica del yacimiento aunado al análisis económico del proyecto, con base a las diferentes posibilidades que estos estudios revelen se tomará la decisión desarrollar el campo con Pozos Multilaterales.

BIBLIOGRAFIA

- ❖ AGUILAR M. BALLESTEROS E. BRACHO L. (2010), WEC MEXICO 2010, SCHLUMBERGER.
- ❖ BELTRAN MEDINA M. ZAMUDIO VIZUET M, (2010), WEC MEXICO 2010, SCHLUMBERGER
- ❖ GONZALES L, (2010), WEC MEXICO 2010, SCHLUMBERGER
- ❖ THE PETROLEUM SOCIETY OF THE CANADIAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGY AND PETROLEUM. DETERMINATION OIL AND GAS RESERVES. PETROLEUM SOCIETY MONOGRAPH No.1.
- ❖ SAMUEL O. OSISANYA, (1997), ECONOMIC ANALYSIS OF HORIZONTAL WELL, THE UNIVERSITY OF OKLAHOMA, 100 EAST BOYD, SEC301 NORMAN, OK 73019 , SPE37495
- ❖ JOSHI AND W. DING,(1996), HORIZONTAL WELL APLPLICATION: RESERVOIR MANAGEMENT; JOSHI TECHNOLOGIES INTERNATIONAL, INC; SPE 37036
- ❖ HERVE OHMER T. (ROSHARON, TEXAS EUA), JARDON M.(CARACAS, VENEZUELA) KAJA M. AGIP E. (MILAN, ITALIA) (2002/2003) NUEVOS ASPECTOS DE LA COSNTRUCCION DE POZOS MULTILATERALES, OILFIELD REVIEW.
- ❖ SNOVIDA Z. (2010), WEC MEXICO 2010, SCHULMBERGER.