



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO
DE POZOS MULTILATERALES
VS POZOS CONVENCIONALES”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

**ALEJANDRO VÁZQUEZ MARTÍNEZ
VÍCTOR ROGELIO LÓPEZ MONTERO**



DIRECTOR DE TESIS:

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. NOVIEMBRE 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

OBJETIVO

JUSTIFICACIÓN

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES

1.1 Objetivo de la perforación

1.2 Geometrías de pozo

1.3 Pozos convencionales

1.3.1 Pozos verticales

1.3.2 Pozos direccionales

1.4 Pozos no convencionales

1.4.1 Pozo horizontal

1.4.2 Pozo multilateral

1.5 Conceptos básicos de la perforación direccional

1.6 Dispositivos para medición de la dirección

1.7 Utilidad de pozos multilaterales

1.8 Descripción de un pozo multilateral

1.9 Historia de los pozos multilaterales

1.10 Opciones de diseño

1.10.1 Sistema multilateral superpuesto

1.10.2 Sistema multilateral con ramales extendidos

1.10.3 Sistema doble opuesto lateral

1.10.4 Sistema lateral superpuesto para drenar yacimientos múltiples

1.11 Clasificación de sistemas multilaterales

- 1.11.1 Definición de un sistema de perforación de pozo multilateral
- 1.11.2 Clasificación TAML
- 1.11.3 Clasificación por niveles

CAPÍTULO 2 FACTORES DE DISEÑO

2.1 Introducción

2.2 Factores a considerar para la planeación de un sistema multilateral

2.3 Técnicas sísmicas para la descripción del yacimiento y la planeación de la terminación del pozo

2.4 Geometrías del yacimiento

- 2.4.1 Yacimientos con buen espesor y homogéneos. Sin casquete de gas ni acuífero
- 2.4.2 Yacimientos con buen espesor y homogéneos. Con casquete de gas o acuífero
- 2.4.3 Yacimientos estratificados
- 2.4.4 Yacimientos laminados
- 2.4.5 Yacimientos naturalmente fracturados
- 2.4.6 Yacimientos naturalmente fracturados bajo inyección de agua
- 2.4.7 Yacimientos compartimentados estructuralmente
- 2.4.8 Canales y arenas alargadas o trenzadas
- 2.4.9 Compartimientos tipo ático
- 2.4.10 Formaciones de crudo pesado

2.5 Aplicaciones de la tecnología multilateral

- 2.5.1 Intervalos sobrepuestos

- 2.5.2 Zonas aisladas
- 2.5.3 Recuperación marginal de aceite
- 2.5.4 Reentradas
- 2.5.5 Espaciamiento adecuado entre pozos
- 2.5.6 Reducir instalaciones superficiales

CAPÍTULO 3 MODELOS DE FLUJO PARA POZOS MULTILATERALES

3.1 Introducción

3.2 Área de drene

3.3 Factor de daño

3.4 Daño en formaciones de alta y baja permeabilidades

3.5 Pseudodaño vs daño de formación

3.5.1 Daño de formación verdadero

3.5.2 Daño en pozos horizontales

3.6 Comportamiento de flujo

3.6.1 Comportamiento de flujo de pozos verticales

3.6.2 Comportamiento de flujo de pozos horizontales

3.6.2.1 Modelos de estado estacionario

3.6.2.2 Modelos para estado pseudoestacionario

3.7 Comportamiento de flujo en el pozo

3.7.1 Caídas de presión en los laterales

3.7.2 Perfiles de presión en las secciones construidas y el pozo principal

3.8 Capacidad de aporte de un pozo multilateral

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

4.1 Introducción

4.2 Costos de los pozos multilaterales

4.3 Análisis de costos

4.3.1 Costos de una perforación convencional

4.3.2 Costos de un pozo multilateral direccional

4.3.2.1 Costos de un pozo direccional multilateral principal

4.3.2.2 Pozo direccional lateral

4.3.3 Costos de un pozo multilateral horizontal

4.3.3.1 Costos del pozo horizontal principal

4.3.3.2 Costos del pozo horizontal lateral

4.4 Variables de selección para pozos multilaterales

4.5 Análisis de la productividad de pozo multilaterales vs convencionales

4.5.1 Selección de propiedades para las sensibilidades

4.5.2 Análisis de sensibilidades

4.5.3 Factores determinantes en la producción de pozos multilaterales

4.6 Análisis costo-beneficio de los sistemas

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN

APÉNDICE DE FIGURAS

BIBLIOGRAFÍA

Objetivo:

El presente trabajo tiene por objetivo realizar el análisis del índice de productividad para pozos no convencionales contra pozos convencionales, a su vez se realizará un análisis del incremento del aporte de fluidos del yacimiento hacia los pozos mediante el uso de software de programación, así como una revisión de costos de un pozo vertical contra un pozo multilateral.

Justificación:

La difícil extracción de combustibles fósiles (hidrocarburos) ha llevado a la industria petrolera a buscar nuevas tecnologías para la perforación y producción de los mismos, principalmente propiciado por la explotación de reservas que debido a las tecnologías con las que se contaban, se consideraban de difícil extracción y producción.

Es aquí donde se lleva a cabo la perforación de pozos con geometrías diferentes a la convencional (terminación de pozos en configuración vertical), contando actualmente con tecnologías de pozos con terminación horizontal y lo más reciente, los pozos con terminaciones múltiples.

Todas estas nuevas tecnologías han llevado a cambiar el estado del arte de la perforación y la producción de pozos, puesto que representan nuevos retos para la perforación y el uso de nuevos cálculos en el caso de la producción.

Las geometrías de flujo en este tipo de pozos llevan a obtener como resultado principal la aplicación de nuevos métodos de recuperación mejorada así como nuevas geometrías de flujo del aceite, lo cual ayuda a la producción.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la geometría de pozos se ha transformado en un aspecto importante dentro de la industria petrolera, como una opción de optimización de recursos tanto económicos como operativos y como parte de esta transformación, la construcción y optimización de pozos multilaterales se ha convertido en la base de dicha operación.

En este trabajo de tesis se observa una serie de aspectos generales de la ingeniería de perforación, enfocados a la construcción de pozos desviados, horizontales y multilaterales, permitiendo comprender de una forma mucho más sencilla los conocimientos básicos con respecto a la construcción de un pozo multilateral, así como mostrar las ventajas y desventajas que diferentes geometrías de pozo pueden representar para la industria petrolera desde, los aspecto económico y técnico .

Este trabajo de tesis se encuentra organizado en la siguiente manera: el Capítulo 1 es una introducción a la perforación de pozos multilaterales y un compendio de conocimientos básicos acerca de los mismos. En el Capítulo 2 se abordarán los factores que influyen en la determinación de la geometría a diseñar para un pozo multilateral, tanto en cuestiones operativas como principalmente en las características del yacimiento a explotar y la planeación de explotación del campo, así como una serie de opciones que permiten explotar el diseño de los pozos multilaterales. En el Capítulo 3 se abordará el análisis de los modelos de flujo del yacimiento al pozo, que se pueden presentar en los ramales de un pozo multilateral, iniciando desde un modelo básico para un ramal vertical basado en la ecuación de Darcy, hasta modelos para flujo estacionario o pseudoestacionario de ramales horizontales, dependiendo del tipo de penetración en la formación. Dentro del Capítulo 4 se aborda una serie de análisis económicos, como un método de comparación de costos entre un pozo convencional y uno multilateral, a su vez se presenta el desarrollo de un sencillo software para el cálculo de índices de productividad para diferentes geometrías de pozos: multilateral, vertical, horizontal

o desviado. Obteniendo así un análisis comparativo de incrementos de producción que se pueden presentar, dependiendo la geometría de pozo utilizada. Como punto final de el Capítulo 4 se presenta una serie de sensibilidades que muestran los factores más importantes a considerar dentro de la construcción de un pozo multilateral. Terminando con una serie de recomendaciones y conclusiones obtenidas como el resultado de las sensibilidades.

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES

1.1 Objetivo de la perforación

El objetivo de la perforación es: construir un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible.

El diseño de un pozo incluye un programa detallado para perforarlo con las siguientes características:

- Seguridad durante la operación (personal y equipo).
- Costo mínimo.
- Pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos (profundidad programada, diámetro establecido, etcétera).

Cumpliendo con lo siguiente:

- Seguridad
- Ecología
- Costo mínimo
- Utilidad

1.2 Geometrías de pozo

Durante el diseño de la perforación de un pozo un punto importante es la geometría del pozo, la cual antes en la mayoría de los casos era definida de acuerdo a las necesidades o a la problemática que se tuviera para la accesibilidad o logística a una zona para poder perforar en forma vertical sobre el objetivo, por lo cual se decidía si un pozo sería vertical o direccional.

En la actualidad debido a las nuevas incorporaciones de reservas en yacimientos que antes se consideraban no rentables por su: geometría, limitaciones tecnológicas y los costos del hidrocarburo, se ha transformado la visión acerca del diseño de las geometrías de los pozos, dando paso a pozos no convencionales,

tales como pozos horizontales ya sean de corto o largo alcance y los pozos multilaterales, los cuales han tomado un gran auge los últimos años.

1.3 Pozos convencionales

Como se referencia en el subtema anterior los pozos convencionales se consideran los pozos que mayormente han sido perforados durante la historia de la perforación de pozos en el mundo siendo de estos los pozos verticales los más comunes y los de mayor simplicidad, y siendo los pozos direccionales los comúnmente perforados por cuestiones de logística.

1.3.1 Pozos verticales

Se conoce como pozos verticales a aquellos pozos que no tienen como objetivo tener una desviación de dirección, es decir, que de su ubicación en un plano de superficie, observamos que las coordenadas de superficie y las coordenadas del objetivo son las mismas, lo que significa que el pozo no presenta ninguna inclinación y que por lo tanto las mediciones de TVD y MD son las mismas y por obvias razones el azimuth es= 0 (figura 1.1).

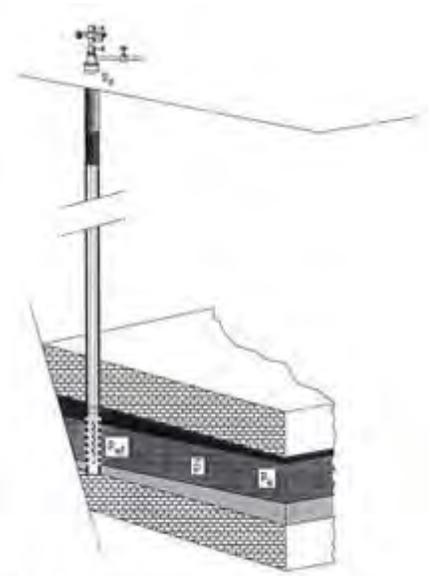


FIGURA 1.1 Pozo vertical

Ventajas en la perforación:

- Presentan diseño sencillo a comparación de los otros
- Menor costo
- Requieren menos herramientas y equipo para su perforación
- Menor tiempo de perforación

Desventajas en la perforación:

- El equipo debe estar posicionado sobre el objetivo

1.3.2 Pozos direccionales

Son aquellos que son dirigidos a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo que se encuentra hacia uno de los costados del equipo de perforación, es decir, son pozos cuyo objetivo no se encuentra debajo del equipo de perforación si no que están ubicados en algún punto del plano xy diferente del punto (0,0). Para fines prácticos de trabajo consideraremos este tipo de pozos como pozos convencionales.

1.4 Pozos no convencionales

Se conocen como pozos no convencionales a aquellos que dentro de su geometría alcanzan en la etapa de terminación del mismo una inclinación de 90° o aquellos que contienen más de una terminación para un solo pozo (figura 1.2).

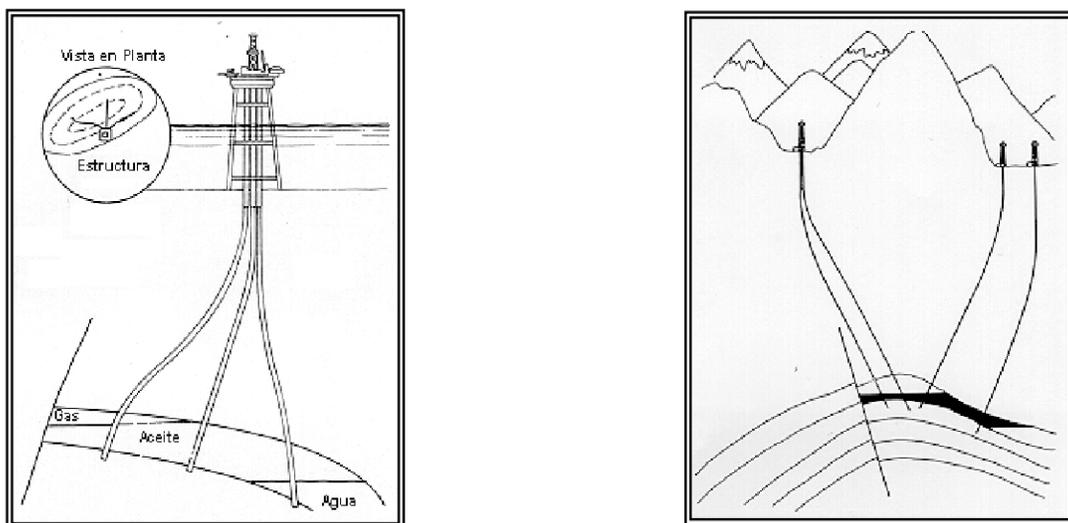


FIGURA 1.2 Pozos No Convencionales

1.4.1 Pozo horizontal

Estos se derivan de los pozos direccionales. En definición son pozos cuyo ángulo de inclinación está en los 90° con respecto a la vertical, estos pozos pueden ser de alcance extendido o cortos. El desarrollo de esta tecnología ha sido de gran relevancia para la explotación de hidrocarburos en el ámbito mundial, en México se han perforado 22 pozos de este tipo en los campos Agua Fría, Cuitláhuac, Franco Española, Poza Rica, Cerro Azul, Santa Águeda, Akal, Abkatún, Cerro Nachital, Zaap y Catedral.

VENTAJAS:

- Incrementan la producción con respecto a los pozos convencionales.
- Con estos pozos no es necesario el desplazamiento del equipo de perforación a una zona de alto riesgo o de difícil acceso
- Reducen considerablemente el impacto ambiental.
- Mejora la eficiencia de barrido
- Reduce la conificación.

DESVENTAJAS

- Altos costos de perforación.
- Las opciones de terminación son limitadas especialmente cuando hay alto corte de agua y alta RGA.

1.4.2 Pozo multilateral

Los pozos multilaterales se derivan del desarrollo de la tecnología de perforación horizontal, son tuberías horizontales múltiples que salen de un pozo primario, esto nos ahorra tiempo en la perforación de pozos nuevos, reduciendo los costos y mejorando la recuperación.

VENTAJAS:

- Se reducen los costos de perforación de pozos.
- En campos que no son viables con perforación convencional, con tecnología multilateral pueden ser costeables.
- Reducen el número de localizaciones en superficie.
- Incrementan la conexión áreal entre las capas de yacimientos aislados.

DESVENTAJAS:

- Presentan mayor complejidad en el diseño que un pozo convencional.
- Mayor riesgo en la instalación de juntas multilaterales.
- Pueden tener problemas durante la fase de producción del pozo.
- Son susceptibles a los riesgos de pérdida parcial o total del pozo.

1.5 Conceptos básicos de la perforación direccional

Coordenadas del Conductor y Objetivo

Una forma de posicionar exactamente un punto en la tierra es mediante el uso de

las coordenadas U.T.M. (Universal Transversal de Marcator) que son universales y están referidas a cierta proyección cónica de la tierra.

Para perforar un pozo, se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe seguir un pozo. Una coordenada nos indicará la posición desde la cual se inicia la perforación y otra que nos indicará el punto en el que se localiza el objetivo, definiendo así si el pozo será vertical o direccional. Sin embargo, es posible que un pozo sea perforado para alcanzar más de un objetivo.

Norte Verdadero

Es la dirección del polo norte geográfico, el cual yace sobre el eje de rotación de la Tierra.

Norte Cuadrícula o Norte de Mapa

Es la dirección norte sobre un mapa. El norte cuadrícula o norte de mapa corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos. Todos los otros puntos deben corregirse por convergencia, esto es, por el ángulo entre el norte de mapa y el norte verdadero en cualquier punto.

Norte Magnético

Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la tierra.

Azimuth

El azimuth dentro de los términos de la perforación direccional representa la orientación que llevará el pozo en base a la posición del equipo de perforación hacia el objetivo sobre un plano cartesiano de referencia tomando como ejes los

puntos cardinales, partiendo del eje de las ordenadas en dirección norte y siguiendo el ángulo de ubicación en el sentido de las manecillas del reloj (figura 1.3).

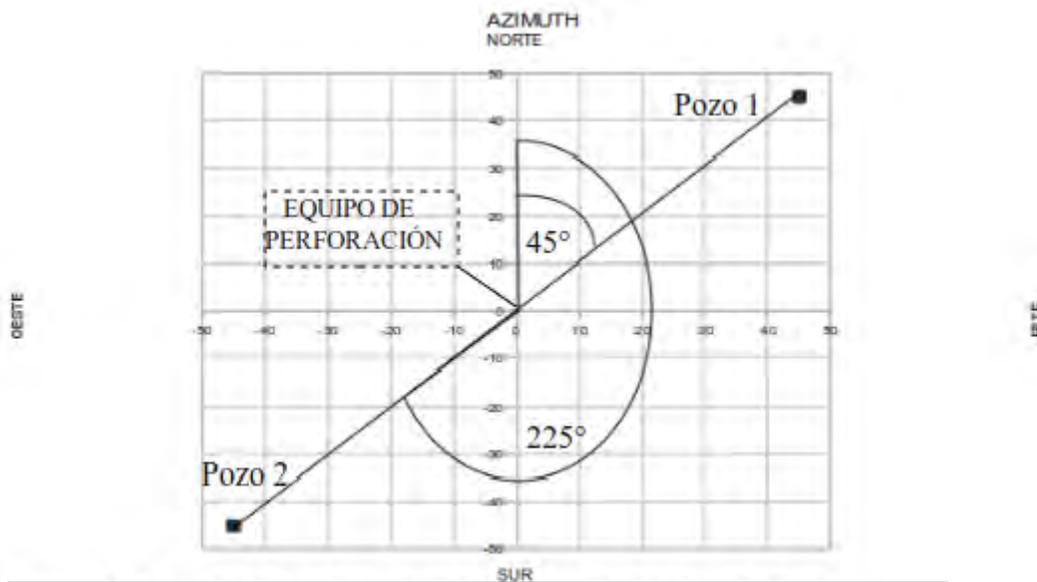


FIGURA 1.3 Ejemplo de azimuth de pozos direccionales.

Distancia al Objetivo

La distancia al objetivo se considera como la longitud que el pozo tendrá como trayectoria desde la ubicación del equipo de perforación hasta el objetivo. En la figura anterior podemos determinar que la distancia al objetivo sería a partir del centro del plano hacia cualquiera de los dos pozos respectivamente.

Profundidad Total Programada

Es la profundidad vertical a la que se encuentra el objetivo, pero cuando un pozo no es perforado en forma vertical (figura 1.4), entonces existe una profundidad llamada profundidad desarrollada total que es mayor a la profundidad vertical total.

De acuerdo a la profundidad vertical alcanzada, los pozos pueden clasificarse de la siguiente manera:

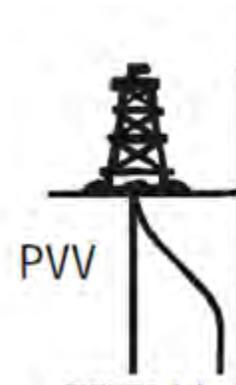


FIGURA 1.4

Profundidad vertical total

-Someros.- pozos con profundidad menor a 15 mil pies (4 mil 570 m).

-Profundos.- pozos con profundidad mayor a 15 mil pies

Profundidad Desarrollada

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el objetivo dentro de la trayectoria del pozo (figura 1.5). Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero.



FIGURA 1.5

Profundidad desarrollada

Inclinación (Drift)

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

Lado Alto del Pozo

Es el lado del pozo directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para la orientación de la cara de la herramienta.

Es importante notar que a una inclinación de 0° no existe lado alto. En este caso, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos al vector de gravedad y no existe un punto de intersección desde el cual se pueda definir un lado alto. Otro concepto importante es que sin inclinación, el pozo no tiene dirección horizontal.

Es decir, el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal.

Herramienta de Fondo

Cualquier elemento o dispositivo que se incluya en el aparejo de perforación y se corra dentro del pozo. Los motores de fondo, las camisas MWD, las herramientas de registros direccionales, etc., son ejemplos de herramientas de fondo.

Cara de la Herramienta

El término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas:

- Física: El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.
- Conceptual: En el pozo, el término “cara de la herramienta” se utiliza dentro de la industria para hacer referencia a la orientación de la misma herramienta, por lo que la expresión puede referirse a la orientación de un motor de fondo con respecto a la boca del pozo.

Orientación de la Cara de la Herramienta

Como ya se mencionó, es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al norte.

Interferencias Magnéticas

Son los cambios en el campo magnético de la tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causados por la presencia de la tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

Corrección por Declinación Magnética

Es la corrección angular en grados, para convertir una lectura magnética a una lectura de norte verdadero.

Buzamiento Magnético

Es el ángulo de intersección, medido desde la horizontal, entre las líneas de flujo magnético y el plano horizontal (superficie de la tierra).

Pata de Perro

Es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales. La pata de perro se mide en grados.

Severidad de la Pata de Perro

Es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estándar (por convención se ha establecido de 100 pies o 30 metros). La severidad se reporta en grados por cada 100 pies o grados por cada 30 metros.

Se considera que para fines técnicos es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 4 o 5° / 100 pies). Las severidades altas provocan problemas en el pozo tales como ojos de llave, atrapamientos de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento.

Cierre

Esta se define como una recta trazada desde el punto de referencia en superficie hacia cualquier coordenada rectangular en un plano horizontal. Generalmente, se utiliza para definir el fondo del pozo. Se calculan la longitud y la dirección de la recta.

Pescado

Es cualquier objeto abandonado accidentalmente en el pozo durante las operaciones de perforación o terminación, el cual debe recuperarse o se deba eludir antes de que la operación pueda continuar.

1.6 Dispositivos para medición de la dirección

La trayectoria real de un pozo, se determina midiéndose la inclinación y la dirección a varias profundidades. Posteriormente se aplica esta información a uno de los métodos de cálculo presentados en la sección anterior. Esto se realiza principalmente para orientar de manera adecuada el equipo desviador, ya sea una cuchara, la tobera de una barrena de chorro, un estabilizador con excentricidad, un codo desviador.

Anteriormente, la inclinación y dirección se determinaban con herramientas magnéticas y giroscópicas. Todas estas herramientas son autónomas y pueden llegar a ser alimentadas por baterías o desde la superficie.

Las herramientas magnéticas se corrían con línea de acero, o en los lastrabarrenas cuando se están realizando viajes con la tubería. Algunas herramientas giroscópicas son corridas con cable conductor, lo cual permite que las mediciones puedan ser leídas en superficie, además de que la energía se transmite a la herramienta por el mismo cable. Las herramientas giroscópicas son corridas con baterías.

Debido al desarrollo de la tecnología de telemetría, actualmente existen otras maneras de medir la dirección, la inclinación y la cara de la herramienta, tales como arreglos de magnetómetros y acelerómetros. La energía se proporciona con baterías, cable conductor o por un generador accionado por el fluido de perforación. Si la herramienta de medición es colocada en el aparejo de fondo, cerca de la barrena, y las mediciones son tomadas durante la perforación, a ésta se le llama herramienta de medición durante la perforación o MWD (measurement while drilling).

Estos instrumentos constituyen un elemento vital para el buen desarrollo de la perforación direccional; puede decirse que conforman los ojos con los cuales, el personal encargado de las operaciones puede “ver” la trayectoria que sigue el pozo.

Los instrumentos más utilizados en la actualidad para obtener la inclinación y el rumbo de un pozo son:

- Instrumentos giroscópicos
- Herramienta de orientación direccional
- Sistemas MWD.

Con excepción de los instrumentos dotados con giroscopios, los demás necesitan de una lastrabarrena monel o antimagnético para obtener resultados confiables. Esto se debe a que pueden verse afectados por materiales metálicos cercanos (tuberías de revestimiento de pozos cercanos) o por el campo magnético terrestre.

El intervalo de registro se ha estandarizado, considerándose que es recomendable registrar a cada 30 metros de agujero desviado.

Instrumento Giroscópico

Este instrumento no requiere de lastrabarrenas ya que actúa como una brújula magnética, ya sea desde la superficie o mediante un método de encendido automático el giroscopio entra en funcionamiento a unas 40 000 o 60 000 rpm. Esta operación genera un campo magnético que elimina el campo magnético terrestre lo que permite registrar el norte verdadero y así dar una orientación verdadera del rumbo y el grado de inclinación del agujero.

Herramientas de Orientación Direccional

Constan de una probeta con equipo electrónico, ésta se adapta a una varilla con “pata de mula”, la cual se adapta en la base correspondiente al orientador. La probeta está conectada a un cable conductor que envía la información de las condiciones direccionales del pozo a la superficie, el cable transmite la información a una computadora procesa la información y presenta el rumbo y la inclinación del pozo, así como la cara de la herramienta desviadora. Cabe mencionar que esta herramienta se coloca a la mitad de la lastrabarrena antimagnética.

Sistema MWD

Los sistemas MWD más comunes son los sistemas de pulso de presión y los sistemas de transmisión pulsos modulados de presión. El sistema utiliza pulsos para enviar la información de la herramienta a la superficie en forma binaria, estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor, los cuales son decodificados por una computadora.

Herramientas y Equipo de Desviación

Para la perforación direccional es sumamente importante contar con las herramientas adecuadas ya que son indispensables para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo. Conforme a la evolución de la perforación direccional, las herramientas desviadoras han sufrido cambios en su diseño, tales cambios han ocasionado que muchas de ellas no se utilicen en la actualidad, predominando ahora los motores de fondo dirigibles.

Desviador de Pared

Actualmente estas herramientas se utilizan para pozos direccionales y existen de dos tipos: permanentes y recuperables.

- Desviador de pared permanente: estos desviadores se colocan donde existen obstrucciones por colapso de la TR, comúnmente se colocan en conjunto, compuesto por un molino, un orientador y una tubería extrapesada. Una vez orientado se le aplica peso y rompe el pasador que une el desviador con el molino girando lentamente la sarta de molienda. Este tipo de desviador se utiliza mas para pozos con accidentes mecánicos.
- Desviador de pared recuperable: consta de una cuña larga de acero cóncava con el lado interior acanalado para guiar la barrena para el rumbo de inicio de desviación. Estos desviadores están diseñados para un ángulo de entre 1 y 5°, en la parte inferior tienen una especie de punta de cincel que evita que se gire cuando la barrena está trabajando y en la parte superior están conectados a una lastrabarra para su recuperación.

Barrenas de Chorro

Una barrena convencional se utiliza para desviar pozos en formaciones suaves, esto se logra taponando dos de las tres toberas y orientando la tercera hacia la dirección a la cual se desea desviar (figura 1.6), después se ponen en funcionamiento las bombas y se mueve hacia arriba y hacia abajo la tubería de perforación dejando que la acción del chorro deslave materialmente la formación una vez fijado el curso apropiado se comienza a girar la sarta dejando que la barrena siga el camino de la sección deslavada.

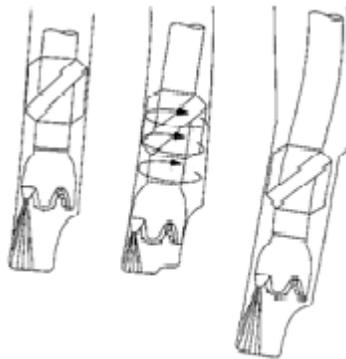


FIGURA 1.6

Barrenas de chorro

Codos Desviadores

Se corren en la parte superior de un motor de fondo y son elementos de la tubería de doble piñón, el cual se conecta de manera normal a la sarta en su extremo superior y el extremo inferior está maquinado con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo, estos elementos proporcionan un ángulo a la sarta para poder perforar (figura 1.7), aunque su uso ya no es común debido al advenimiento de los aparejos dirigibles.

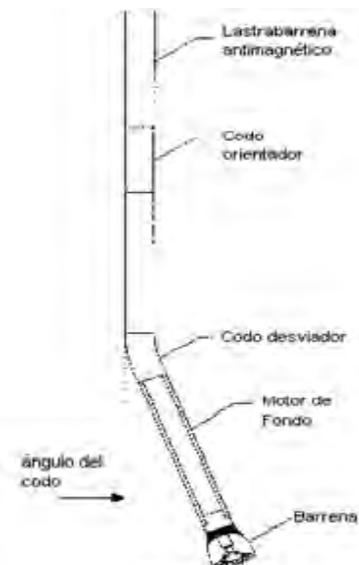


FIGURA 1.7

Diagrama de un codo desviador

Junta Articulada

También conocida como rodilla mecánica, este conjunto se basa en el principio de la unión universal, la parte puede girarse a un cierto ángulo de inclinación.

Motores de Fondo

Es una de las herramientas desviadoras desarrollada en los últimos años, son operadas hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Los motores de fondo (figura 1.8) se utilizan tanto en pozos verticales como en pozos desviados, estos proporcionan un mayor control de la desviación, permitiendo desviar en cualquier punto de la trayectoria del pozo. También reducen la fatiga a la TP, le da mayor rotación a la barrena y los arcos de desviación son más suaves durante la perforación obteniendo mejores ritmos de penetración. Cabe mencionar que necesita un codo desviador el cual determina la severidad del ángulo. Los motores de fondo pueden trabajar básicamente con cualquier fluido de perforación, lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reducen la vida de la herramienta y los gases en el fluido pueden provocar daños en el estator.

El tipo y diámetro de motor depende básicamente de los siguientes factores: Diámetro del agujero, programa hidráulico, ángulo del agujero al comenzar la desviación, accesorios. Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales ambos motores tienen los siguientes componentes: conjunto de válvulas de descarga, conjunto de etapas, conjunto de conexión, conjunto de cojinetes, flecha impulsora y unión sustituta para rotación de la barrena, estos motores en México se utilizan para iniciar una desviación o corregir trayectorias.



FIGURA 1.8

Diagrama de un motor

Aparejos de Fondo

Woods y Lubinski sentaron las bases para el análisis de las fuerzas que actúan en la perforación de pozos direccionales. Las consideraciones que tomaron fueron:

Los lastrabarrenas se apoyan en el lado bajo del pozo y permanecen estables.
La barrena perfora en dirección de la fuerza resultante.

Estas fuerzas se dividen en tres componentes, la carga axial, la fuerza pendular y la fuerza resultante de la resistencia de la formación.

Estudios posteriores permitieron clasificar las fuerzas que actúan sobre la sarta durante la perforación de pozos direccionales y dan origen a tres principios:

1. Principio del fulcro: se aplica cuando se desea ampliar el ángulo de desviación, esto se consigue generando un efecto de palanca al colocar un estabilizador arriba de la barrena y dejando una sección flexible en las siguientes lastrabarrenas, es decir, entre más flexible sea el aparejo mayor será la velocidad de incremento del ángulo cuando se aplique peso sobre la lastrabarrena.
2. Principio del aparejo empacado: éste se utiliza cuando se desea mantener el ángulo de inclinación, el aparejo se diseña de tal manera que las fuerzas laterales resultantes sean nulas.
3. Principio del péndulo: se aplica cuando se desea disminuir el ángulo de inclinación, este efecto se logra eliminando el estabilizador en la parte superior de la barrena y manteniendo el localizador inmediatamente arriba. Así la gravedad obliga a la barrena a perforar hacia la vertical, la disminución del ángulo dependerá de la distancia entre la barrena y el primer estabilizador.

Con los principios básicos mencionados presentamos los aparejos de fondo más comunes.

Aparejos para Formaciones Suaves

- a) Aparejos para incrementar el ángulo: si el agujero es mayor a $12\frac{1}{2}$ " se recomienda perforar con una barrena de menor diámetro, al perforar con diámetro reducido se pueden utilizar lastrabarrenas que limiten el movimiento lateral del aparejo. Si no existen riesgos de pegadura por presión diferencial, es recomendable utilizar un aparejo de 30 m. con un solo estabilizador colocado sobre la barrena y otro después del tercer lastrabarrena normal. Otra opción constituye el aparejo de 20 metros.

- b) Aparejos para mantener el ángulo: con una distribución de estabilizadores a lo largo del aparejo de fondo se evita el incremento o la caída del ángulo.
- c) Aparejos para disminuir el ángulo: el grado de disminución que se requiera dependerá de la longitud entre la barrena y el primer estabilizador de la sarta.

1.7 Utilidad de pozos multilaterales

En la actualidad los pozos de aceite y gas ya no son sólo para acceder a formaciones de hidrocarburos, una tarea para la cual se han diseñado durante más de un siglo, y que todavía siguen realizando en una forma mejorada y específica. En los últimos 20 años con la rápida evolución, primero de pozos horizontales y, eventualmente de pozos multilaterales, la exposición del yacimiento hacia el pozo se ha incrementado en un orden mucho mayor que antes. Los pozos multilaterales cumplen con ambas tareas, logrando acceder a las formaciones y permitiendo una mayor exposición del yacimiento a lo largo del pozo.

Lo antes mencionado representa ejemplo obvio de por qué los pozos multilaterales caen dentro de la categoría de acceso a la formación de excelente forma. Los pozos multilaterales pueden ser perforados para drenar unidades geológicas de flujo discontinuo especialmente las que no pueden ser racionalizadas por pozos individuales para cada estructura. Estas estructuras incluyen arenas lenticulares, canales trenzados, donde los yacimientos son distribuidos en toda el área, y yacimientos estratificados que tienen cuerpos discontinuos verticalmente.

La exposición del yacimiento al pozo también resulta útil en yacimientos con baja movilidad, esto es: yacimientos con baja permeabilidad o que contengan fluidos

altamente viscosos. Dichas formaciones contienen yacimiento de gas, aceite o aceite pesado atrapado por la formación.

No es necesario decir que todo lo antes mencionado requiere ser pasado por riguroso análisis económicos, y como es usual, los indicadores económicos de producción en su mayoría son universales, pero los costos de construcción del pozo son evidentemente locales y muy variados. Por lo tanto, esta arquitectura de pozo, puede ser atractiva para una provincia petrolera del mundo y, a su vez puede no ser atractiva en cualquier otra región del mundo.

Existen, por supuesto, aún otros más sofisticados y sutiles usos de los pozos multilaterales, a continuación se presentará una lista de simples ejemplos, de los usos para pozos multilaterales y aumentar las estrategias de explotación de yacimientos.

- Los pozos horizontales son relativamente más atractivos comparados con pozos verticales en el caso de formaciones delgadas, independientemente de la anisotropía para la permeabilidad vertical a horizontal, éstos empiezan a ser menos atractivos conforme el yacimiento resulta ser mucho más delgado y laminado, con muy pobre comunicación vertical, sin embargo pozos multilaterales apilados uno encima del otro y espaciados través del espesor de la formación, pueden crear una improvisada frontera de no flujo vertical, generando grandes gastos de producción y transformando el espesor de la formación en atractivo para su explotación.
- Es también conocido que los gastos de producción para pozos horizontales, tienden a ir en aumento de acuerdo al incremento de la cantidad del número de pozos, lo cual no llega a pasar debido al incremento por la longitud de los mismos, esto es debido a la desproporcionalidad de flujo proveniente desde el borde del pozo; los efectos adversos por caída de

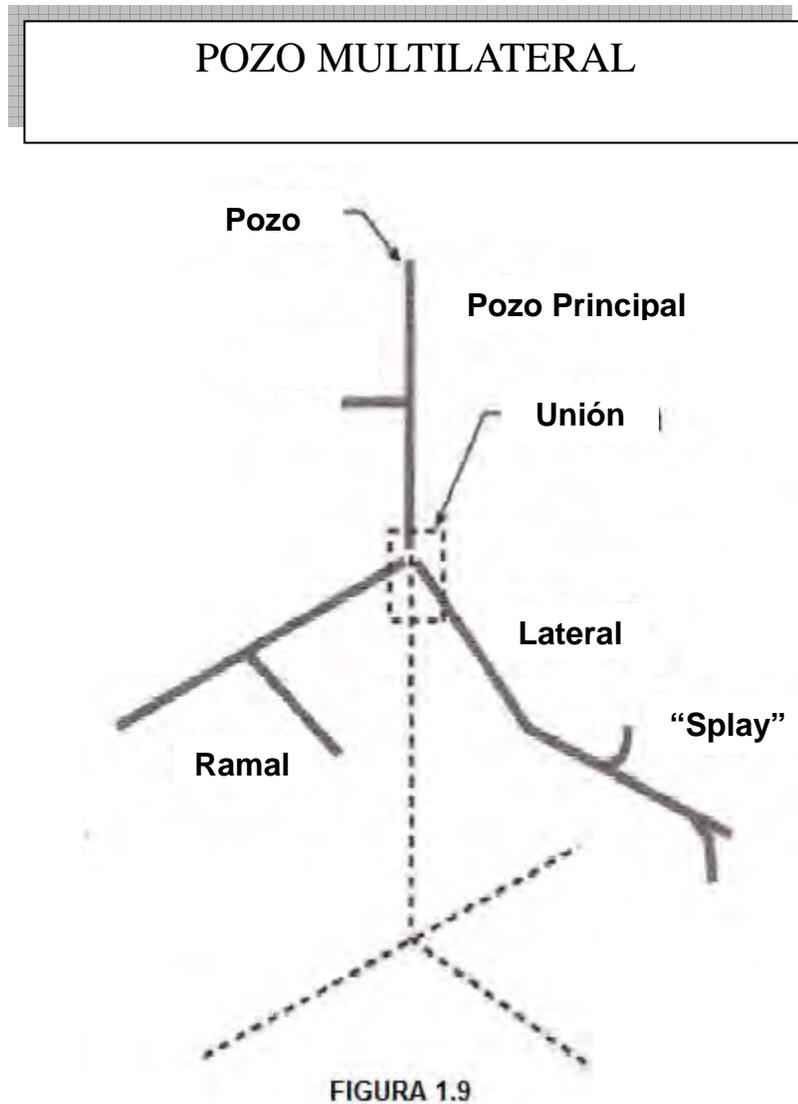
presión en el pozo mismo, el cual es una función de la longitud; y la mayor probabilidad de heterogeneidades laterales. Así por ejemplo, dos pozos laterales opuestos, cada uno de una cierta longitud moderada, producirían en muchos casos al menos 50% más gasto, que un sólo pozo horizontal igual o más largo que la suma de la longitud de los pozos laterales opuestos.

- La orientación de un pozo horizontal es muy importante en yacimientos arealmente anisótropos. Para un pozo perforado en formaciones naturalmente fracturadas esto generalmente no es un problema. Pero la permeabilidad anisótropa siempre ocurre, y es bastante pronunciada en áreas tectónicamente activas.

La producción proveniente de pozos no orientados favorablemente es significativamente menor que la de pozos favorablemente orientados, en este caso el riesgo de tener un pozo no orientado favorablemente es alto. Este riesgo se puede reducir perforando pozos multilaterales a 90° uno del otro.

1.8 Descripción de un pozo multilateral

Un pozo multilateral tiene diferentes secciones dentro de su geometría, a continuación se muestra un esquema (figura 1.9) que hace referencia a cada una de las partes que puede tener un pozo multilateral a manera explicativa para futuras referencias.



Descripción de las partes de un pozo multilateral

1.9 Historia de los pozos multilaterales

Año	Operador	Campo	Tipo	Avance
1953		Bashkiria, Rusia	Terrestre	
1957		Borislavneft, Ukraine	Terrestre	
1958-1959		Chernomorneft, Russia	Terrestre	
1968		Markova, Eastern Siberia	Terrestre	
1984	Elf Aquitaine	Eschau, France	Terrestre	
1988		Louisiana, USA	Terrestre	10 laterales desde un solo pozo horizontal
1989	Arabian Oil Co.	Khafji, Saudi Arabia	Costa Afuera	
1992	Maersk	Kraka, Denmark	Costa Afuera	Primero en el Mar del Norte
1993	ADCO	Abu, Dhabi	Terrestre	
1993	Texaco	Austin Chalk, USA	Costa Afuera	
1993	Unocal	Dos Cuadras, USA	Costa Afuera	
1993	Maersk	Dan, Denmark	Costa Afuera	
1994	Mobil	Galahad, UK	Costa Afuera	Primero en UKCS
1995	Phillips	Alison, UK	Costa Afuera	Primer tri/quad lateral en UKCS
1996	Petronas	Bokor, Malaysia	Costa Afuera	Primer pozo trilateral en Asia
1996	Norsk Hydro	Oseberg, Norway	Costa Afuera	Primera terminación de nivel 5 instalada
1997	PDO	Shuaiba, Oman	Terrestre	Recor de pozos dual/trilateral
2000	Petrozuata	Venezuela	Costa Afuera	Laterales largos y ramas
2002	CNPC	South China Sea	Costa Afuera	Primer nivel 6 en China

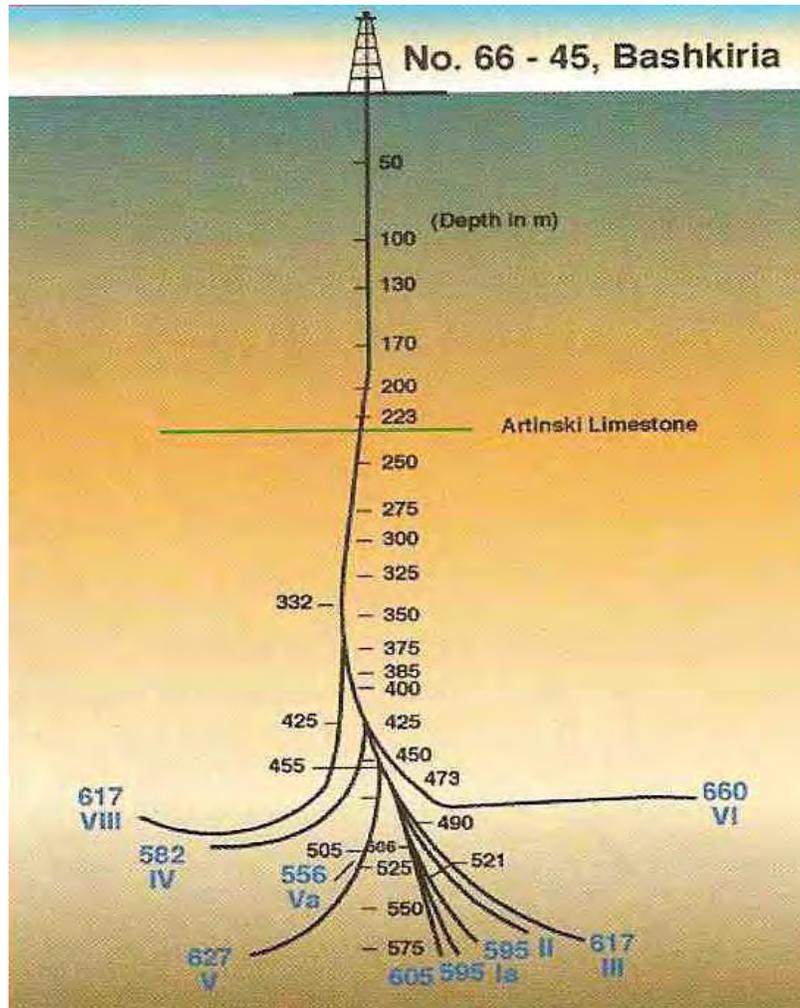


FIGURA 1.10 Primer pozo Multilateral del mundo Bashkiria, Rusia

1.10 Opciones de diseño

La cantidad de uniones, el tipo de unión y el lugar óptimo para su colocación debe ser planeada cuidadosamente para cada aplicación en particular, la terminación multilateral también se debe evaluar para determinar el nivel de la reentrada, el control de flujo y el aislamiento que requiere. Se debe contar con toda la información requerida antes de iniciar el proyecto para garantizar la selección más adecuada para la aplicación del sistema, la clave del éxito para la instalación de un sistema multilateral radica en la creación de una buena unión que conecte al pozo principal el agujero lateral, la tecnología para crear derivaciones multilaterales ha desarrollado el uso de la tecnología de ventanas premolidas y ventanas molidas, en el 75% de los pozos nuevos con sistemas multilaterales nivel 2 y mayores se ha utilizado la tecnología de ventanas premolidas.

Los pozos nuevos tienen pocas restricciones técnicas y se convierten en candidatos ideales para instalar sistemas multilaterales. La solución preferida para un pozo nuevo multilateral incluye un sistema de ventana premolida que contribuye a reducir o eliminar cualquier residuo ferroso dejado en las operaciones de molienda, también se incorpora un mecanismo de auto alineación en la unión de ventana premolida que permita el alineamiento preciso de la reentrada sin restricciones para entrar posteriormente con herramientas de fondo al agujero lateral, la geometría controlada de la ventana premolida es fundamental para minimizar los problemas de pata de perro y asegurar entradas sin problemas cada vez que se requiera en el agujero lateral.

La decisión para perforar un sistema multilateral se fundamenta en varios criterios, que incluyen la evaluación de problemas técnicos, de riesgo y beneficio económico.

1.10.1 Sistema multilateral superpuesto

Los yacimientos sin presión suficiente para enviar los hidrocarburos a la superficie obtienen ventaja del diseño de pozos multilaterales superpuestos o encimados, los pozos laterales incrementan la exposición del yacimiento y se minimizan las caídas de presión.

La tecnología de perforación lateral de radio corto e intermedio reduce la distancia vertical para la sección construida, también se debe considerar que no haya restricciones en el agujero principal para que se coloque una bomba subsuperficial cerca de la última derivación inferior para que el hidrocarburo pueda fluir libremente al agujero principal y ser bombeado a la superficie.

1.10.2 Sistema multilateral con ramales extendidos

El sistema multilateral para controlar la invasión de arena en la derivación también permite la instalación de varias derivaciones a lo largo de un agujero horizontal principal, proporcionando una mayor exposición del yacimiento.

Esta opción de diseño de multilateral extendido en campos productores de aceite pesado ha permitido tener exposición del yacimiento arriba de 2800 m. desde el agujero principal, los ramales se posicionan de tal manera que se tenga expuesta una amplia extensión de arenas productoras.

1.10.3 Sistema doble opuesto lateral

El diseño doble opuesto usa una unión o derivación sencilla, se construye una larga sección vertical con dos o múltiples agujeros laterales. Esta opción de diseño se puede utilizar cuando se requiere explorar un objetivo, prolongando la profundidad del pozo y probando múltiples intervalos, aun después de que los estratos más prolíficos se han determinado, el perfil direccional lateral se puede hacer de tal manera que se coloque un pozo horizontal a la profundidad ideal.

1.10.4 Sistema lateral superpuesto para drenar yacimientos múltiples

Objetivos secundarios se pueden agregar al plan de desarrollo original, varios intervalos se pueden agregar para mejorar el potencial económico de un yacimiento primario. La producción se puede dar desde diferentes objetivos dependiendo del tipo de sistema de terminación seleccionado, regularmente el sistema multilateral de terminación ofrece variadas opciones para rescatar el aceite residual o segregado, por medio de reentradas con tubería de producción, aislamiento y control de flujo si se requiere.

1.11 Clasificación de sistemas multilaterales

1.11.1 Definición de un sistema de perforación de pozo multilateral

Para definir el sistema de perforación de pozos multilateral es necesario conocer su nomenclatura en la forma más simple, para esto, se divide en tres secciones que son: Agujero principal, Unión y agujero lateral.

Conociendo lo anterior, podemos definir un pozo multilateral, como la perforación de un agujero principal desde el cual se perfora más de un agujero lateral, horizontal o cercano a la horizontal, conectados al mismo agujero principal.

1.11.2 Clasificación TAML

Para promover el desarrollo eficiente y la utilización de los sistemas multilaterales en la industria petrolera internacional, a través del dialogo e intercambio tecnológico, se formó un consorcio compuesto por compañías de servicio y operadores de perforación, cuyos miembros son: Schlumberger, Baker Hughes, BP-Amoco, Chevron, Mobil, Norsk Hydro, Phillips, Saga, Shell, Smith, Sperry Sun, Statoil, Texaco, TIW, Total, Weatherford, Well Service Technology. Este consorcio

conocido como TAML, (por sus siglas en inglés Technology advancement for Multilaterals), implanta una clasificación para la tecnología de perforación multilateral, en “Niveles” los cuales dependen totalmente de la funcionalidad de la unión. Esta clasificación permite a los operadores de perforación de pozos reconocer y comparar más fácilmente la funcionalidad de la unión y evaluar el riesgo-beneficio entre un diseño y otro.

El sistema de clasificación TAML usa caracteres numéricos del 1 al 6 para indicar el nivel de complejidad del pozo basado en el tipo de unión, de estas definiciones únicamente los niveles 5 y 6 proporcionan integridad de presión en la unión, el nivel 5 en la terminación utiliza una configuración compleja en empacadores para aislar la unión y proporcionar integridad de presión en la misma, en el nivel 6 la terminación es mucho más simple en diseño e implementación. Los niveles del 1 al 4 no proporcionan integridad de presión en las uniones, y de éstos, únicamente los niveles 3 y 4 proporcionan soporte mecánica en la unión.

1.11.3 Clasificación por niveles

Nivel 1

Unión en agujero descubierto sin apoyo (figura 1.11)

- a) El agujero principal y lateral en agujero descubierto
 - b) Tubería de revestimiento ranurada en agujero principal y agujero lateral.
- Miles de pozos terminados
 - Mejora el drene en el yacimiento
 - Se utiliza en formaciones consolidadas
 - Se utiliza en pozos de radio corto e intermedio
 - Bajo costo de terminación
 - Acceso limitado al agujero lateral
 - Control de producción limitado

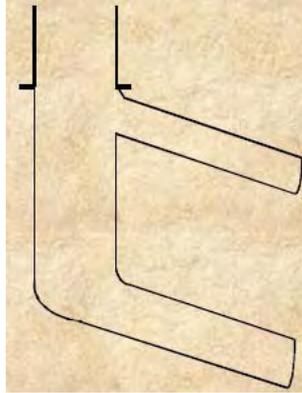


FIGURA 1.11 Diagrama de un pozo con el nivel de terminación 1

Nivel 2

El agujero principal revestido y cementado (figura 1.12)

- a) Agujero lateral sin revestir, en agujero descubierto
- b) El agujero lateral revestido con tubería ranurada

- Mejora el drene en el yacimiento
- Unión sin soporte mecánico
- Bajo costo de terminación
- Requiere soporte de la formación
- Se utiliza en formaciones consolidadas
- El revestimiento es opcional y no se puede sujetar al agujero principal

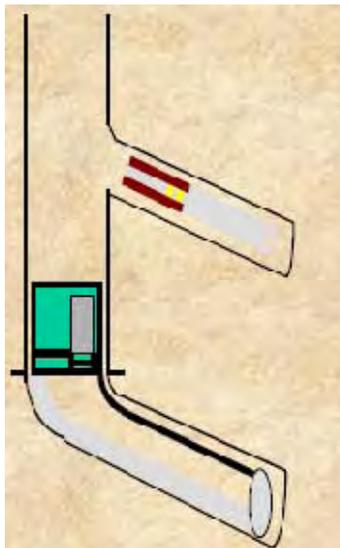


FIGURA 1.12 Diagrama de un pozo con el nivel de terminación 2

Nivel 3

El agujero principal revestido y cementado, el lateral revestido sin cementar, conectado mecánicamente al agujero principal (figura 1.13)

- Unión soportada mecánicamente
- Liner lateral anclado al agujero principal con colgador de liner sin cementar
- Unión sin cementar
- Fácil acceso a los agujeros principal y lateral
- Formaciones consolidadas
- Sin integridad hidráulica en la unión

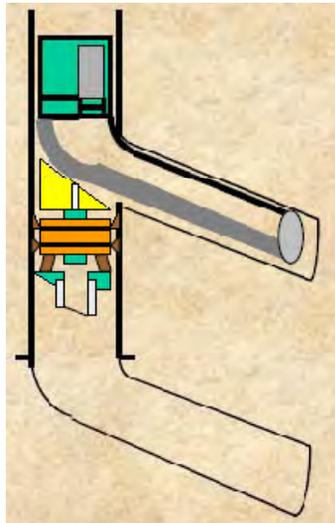


FIGURA 1.13 Diagrama de un pozo con el nivel de terminación 3

Nivel 4

El agujero principal y lateral, ambos revestidos y cementados (figura 1.14)

- Ambos agujeros cementados en la unión
- Unión soportada mecánicamente, tubularmente y con cemento
- Sin integridad hidráulica en la unión
- Bajo costo de terminación
- Fácil acceso al agujero principal y lateral
- Se utiliza en formaciones consolidadas o no consolidadas

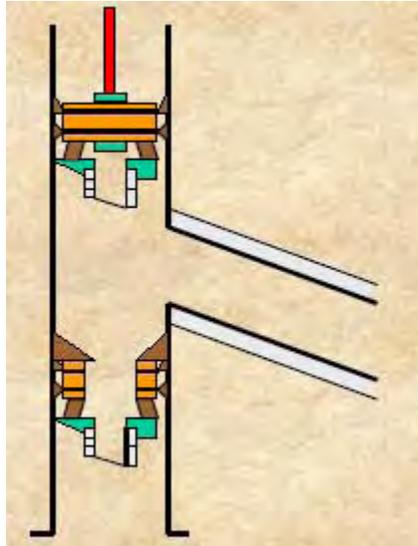


FIGURA 1.14 Diagrama de un pozo con el nivel de terminación 4

Nivel 5

Integridad de presión en la unión (figura 1.15)

- Se utiliza en formaciones consolidadas o no consolidadas
- La integridad de presión se logra con la tubería de revestimiento
- Integridad hidráulica en la unión
- El cemento no es aceptable
- Fácil acceso al agujero principal y al agujero lateral

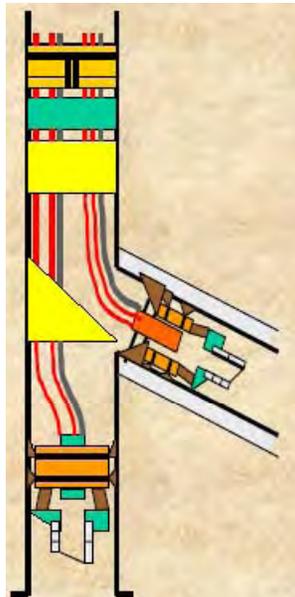


FIGURA 1.15 Diagrama de un pozo con el nivel de terminación 5

Nivel 6

Integridad de la presión en la unión (figura 1.16)

- Se utiliza en formaciones consolidadas o no consolidadas
- La integridad de presión se logra con la tubería de revestimiento
- Integridad hidráulica en la unión
- El cemento no es aceptable
- Fácil acceso al agujero principal y al agujero lateral

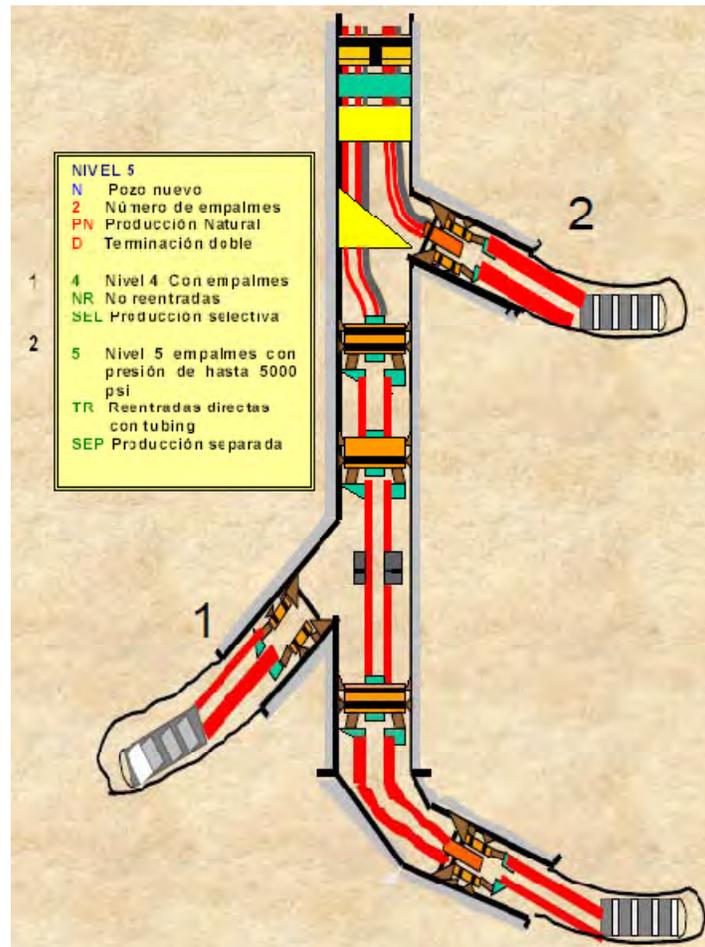


FIGURA 1.16 Diagrama de un pozo con el nivel de terminación 6

CAPÍTULO 2 FACTORES DE DISEÑO

2.1 Introducción

En los principios de la industria petrolera, todos los pozos eran perforados con una configuración geométrica vertical, muy poco se sabía de la geología hasta que los horizontes perforados fueron analizados con registros geofísicos o núcleos. En el boom petrolero que se dio en esta era, la industria se mantenía contenta con tener un pozo exitosamente comercial por cada 10 intentos.

La interpretación sísmica moderna, ha revolucionado tanto que ahora se puede conocer acerca de la geología de un pozo incluso antes de ser perforado. Hoy en día, solo uno de cada siete pozos es un pozo seco, Y los pozos pueden ser dirigidos usando datos previamente interpretados como datos sísmicos de superficie y datos de sísmica o registros adquiridos durante la perforación.

Los datos sísmicos pueden proporcionar fundamentos estructurales y estratigráficos para la trayectoria de un pozo, el cual puede incluir una o más ramas verticales, inclinadas horizontales.

Modernas interpretaciones sísmicas y geológicas pueden proveer el soporte necesario para la creación de arquitecturas complejas en un pozo, es decir que la arquitectura del pozo ya sea, vertical, vertical con fracturas, un solo pozo horizontal o configuraciones complejas como un multilateral, multiramificado o multinivel, debe estar diseñado de acuerdo a las propiedades geológicas, la forma del volumen de drenado generados, y muchas otras características de la formación, incluyendo stress y anisotropía en la permeabilidad o la localización de discontinuidades geológicas como fallas.

Consideraciones como las anteriores afectan prácticamente todos los aspectos de la vida del pozo, incluyendo el índice de productividad, así como el manejo de agua y gas en el caso de pozos de aceite.

2.2 Factores a considerar para la planeación de un sistema multilateral

La premisa principal para el desarrollo de la tecnología de perforación de pozos multilaterales es la reducción del costo total del pozo, su correcto diseño permite una mayor productividad, en comparación con la perforación de pozos convencionales e incrementa la recuperación del yacimiento a bajo costo y en un menor tiempo, entre los factores mecánicos a considerar en la planeación del sistema multilateral, se encuentran los siguientes:

- i. El diámetro de la tubería de revestimiento del agujero principal.
- ii. El diámetro del agujero lateral y su tubería de revestimiento.
- iii. Requerimiento de cementación en el agujero principal y el lateral.
- iv. Requerimiento para el control y la producción de arena.
- v. Integridad hidráulica.

Para efecto de la terminación y producción del sistema multilateral, son factores a considerar:

- a) Si la producción será aislada o simultánea.
- b) Requerimiento de control de flujo y aislamiento.
- c) Accesibilidad al agujero principal y al lateral.

Es importante incluir en la planeación del proyecto el grado de control de flujo y la terminación que el pozo requiera, la posibilidad de producir con varios yacimientos o intervalos simultáneamente e individualmente es una de las ventajas que nos proporcionan los sistemas multilaterales.

La planeación es esencial para identificar el diseño potencial, el equipo o problemas operacionales que se pueden presentar, ya que, en las operaciones se incluyen un gran número de productos y servicios con procedimientos especializados que se deben manejar adecuadamente.

Entre algunos de los factores adicionales que no se deben olvidar para la planeación de un sistema multilateral, se encuentran los siguientes:

- ✓ Requerimientos de la reentrada.
- ✓ Necesidad de aislamiento hidráulico o mecánico de la unión.
- ✓ Necesidad de acceso en el agujero lateral y el agujero debajo de la unión
- ✓ La secuencia de perforación y terminación considerando el aislamiento de varios agujeros laterales, para minimizar la interacción entre los fluidos de perforación y terminación.
- ✓ Minimizar los residuos de chatarra durante la etapa de construcción de la unión, es vital para tener una exitosa implementación en la etapa de terminación.

El beneficio global que se pretende obtener de una instalación multilateral, es bastante alto, sin embargo, el proyecto requiere de un 25% a 50% más tiempo para la ingeniería y planeación.

2.3 Técnicas sísmicas para la descripción del yacimiento y la planeación de la terminación del pozo

Pocas tecnologías en la historia de la industria del petróleo pueden igualar la importancia de las mediciones sísmicas y el impacto que ellas han tenido en la exploración y la producción (**Greenlee et al. 1994**). El método de sísmica moderna de reflexión fue desarrollado a principios del siglo 20 debido a las necesidades de los geocientíficos e ingenieros para describir la geometría del yacimiento.

La reflexión sísmica ha sido extensamente usada para mapear el subsuelo y la geometría de la trampa y es comúnmente usada en exploración y caracterización de yacimientos.

El método que utiliza es un control de pulsos o una fuente de energía explosiva que genera una onda de choque a lo largo de las diferentes capas de la tierra, las cuales son reflejadas de regreso a la superficie en discontinuidades acústicas tales como la estratificación en la tierra, fallas y fracturas. (Figura 2.1).

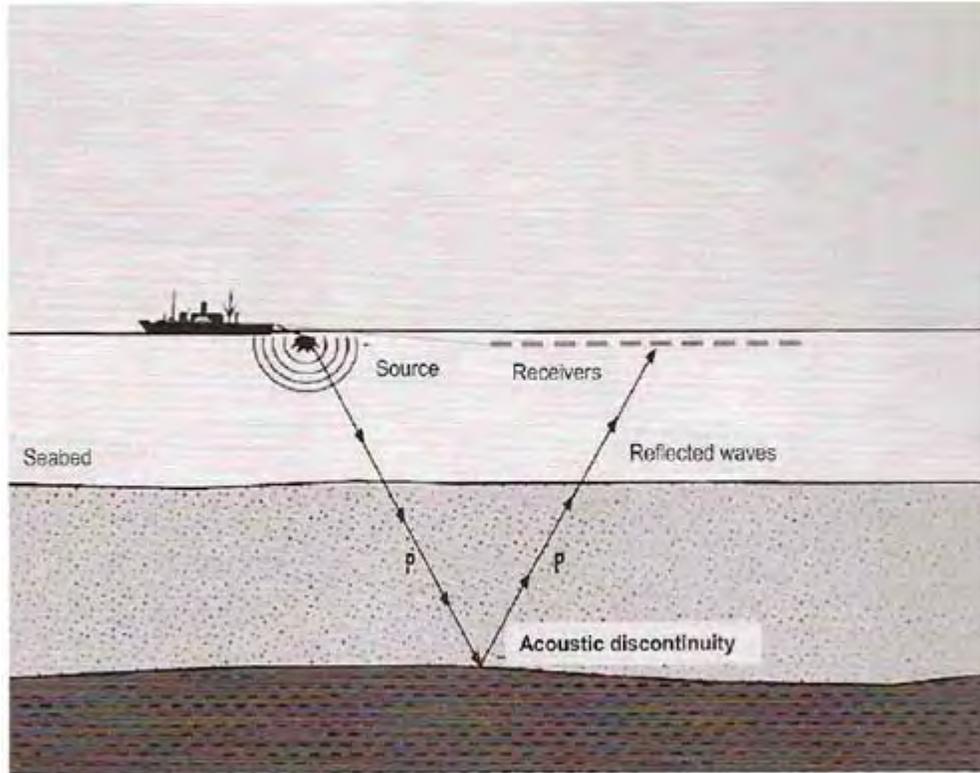


FIGURA 2.1 Principio de reflexión sísmica

Los datos pueden ser guardados como 2D o usados para formar una imagen de la geología del subsuelo en tres dimensiones (3D). La proporción de energía reflejada o coeficiente de reflexión es una medida del contraste de la impedancia acústica, el producto de la densidad y la velocidad sísmica de cada capa. Esto puede ser expresado por una simple ecuación donde el coeficiente de reflexión R_s es definido como:

$$R_s = (r_2 v_2 - r_1 v_1) / (r_2 v_2 + r_1 v_1)$$

Donde r y v son densidad y velocidad sísmica respectivamente, y el subíndice indica la capa.

El coeficiente de reflexión en la discontinuidad es por lo tanto una función de las propiedades de la roca en ambos lados de la discontinuidad, tal como litología,

porosidad, contenido de fluidos y presión. La energía reflejada es recibida en la superficie y la información es grabada digitalmente para un análisis posterior.

Los receptores electromagnéticos son usados en tierra mientras que los receptores eléctricos son desplegados costa afuera.

La planeación de la terminación de un pozo requiere de una detallada delimitación del yacimiento, especialmente en yacimientos heterogéneos. Los atributos sísmicos son una forma de descifrar información acerca de la naturaleza de la roca y el fluido contenido en los poros. Esta información es contenida en la amplitud, frecuencia, fase, polaridad y otras propiedades que son parte de cada rastro de la señal sísmica.

Por ejemplo, gas dentro de las arenas genera baja impedancia en relación con las lutitas. Entonces la firma sísmica del campo exhibe una alta amplitud. La amplitud y otros atributos derivan de las ondas sísmicas pueden indicar fallas o fracturas más grandes. La descomposición de los constituyentes de las ondas sísmicas puede permitir grupos de atributos para ser relacionados para litofacies particulares.

Nuevos métodos de interpretación automática ayudan a los geocientíficos a la interpretación del comportamiento más cuantitativo y traduce esta información eficientemente para el modelo del yacimiento. En esta nueva aproximación, la interpretación usa unos poderosos métodos de procesamiento de imagen para condensar grandes volúmenes de datos relativamente simples para mejorar y revelar sutiles características claves. Estos patrones y características definidos como facies sísmicas son clasificados y pueden ser fácilmente visualizados en naturaleza 3D.

De los volúmenes sísmicos, la clasificación de la sísmica 3D sintetiza toda la información relevante dentro de un modelo geológico 3D (figura 2.2). Esto provee detalles de las facies de la sísmica 3D; la automatización ofrece un rápido cambio y deducción de resultados y el mapeo 3D de los cuerpos sedimentarios revela nueva información geológica cuantitativa. La clasificación cúbica puede ser Esta forma de modelo de yacimiento conserva la geometría primitiva dada por los

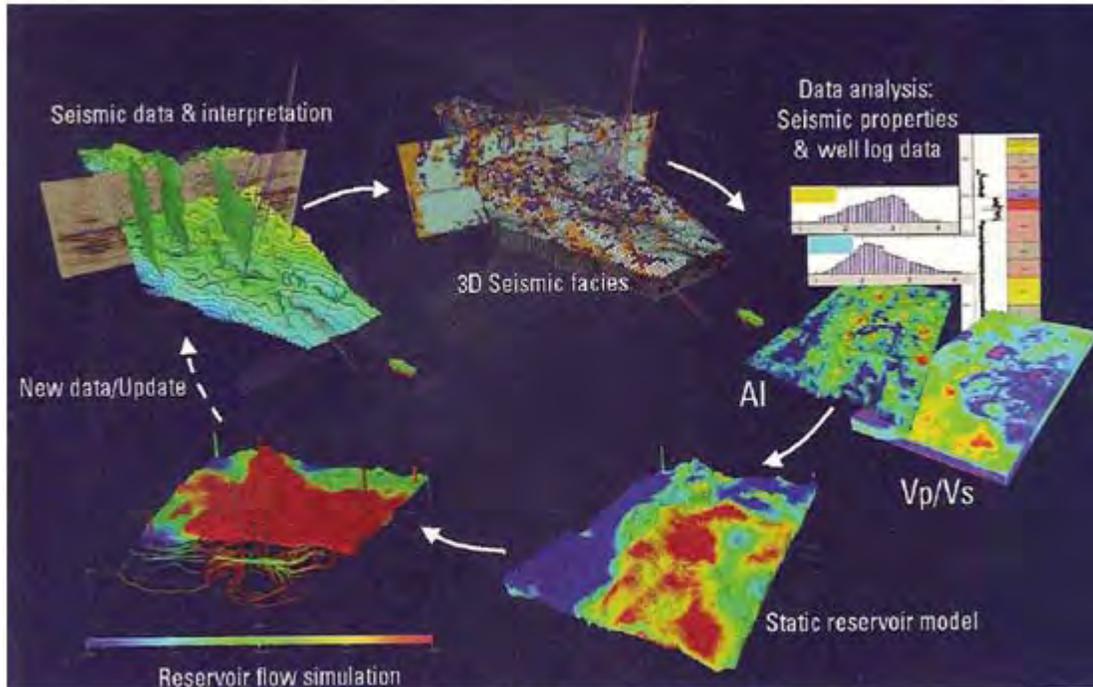


Figura 2.2 Modelos de yacimiento en 3D

datos sísmicos. Esta es una clave para comparar las ventajas de los mapas de facies 2D que son difíciles de integrar en un modelo de yacimiento.

Este proceso provee unos significados para evaluar y cuantificar el riesgo y la incertidumbre para planear la terminación del pozo y un drenaje eficiente del yacimiento. Estas facies sísmicas, o cuerpos geológicos, si son sedimentarios, estructurales, diagenético o características de fluido relacionada, constituye un intento para identificar, aislar y extraer parámetros geológicos y físicos en un solo modelo coherente. Las facies sísmicas son correlacionadas con registros de pozo. Una vez que las correlaciones son determinadas entre los atributos sísmicos y las propiedades del yacimiento, esta correlación es interpolada para el volumen

sísmico. La sísmica acústica de impedancia y V_p/V_s de la multicomponente de datos sísmicos son atributos adicionales usados para limitar las propiedades.

La resolución de los datos sísmicos es limitada por el ancho de banda de la fuente sísmica y la absorción de la alta frecuencia de la onda de energía de la tierra. Los datos sísmicos pueden ser invertidos para dar la impedancia acústica de la capas de roca a cada lado de la discontinuidad. Estos datos invertidos de impedancia están basados en las capas y es vinculado para parámetros de pozo, tal como velocidades de capa.

La impedancia acústica puede tener alta resolución y puede contener información acerca de cambios en las propiedades de la roca que no son detectables en la reflexión sísmica. Sin embargo, los diferentes ajustes geológicos pueden ser similares a la impedancia acústica aunque la litología, porosidad y fluido contenido son extensamente distintos; las técnicas estáticas pueden ser usadas para asignar probabilidades o predicciones del comportamiento del yacimiento.

2.4 Geometrías del yacimiento

La configuración del yacimiento y los fluidos in-situ , son elementos esenciales en la decisión de la arquitectura del pozo, la trayectoria del pozo y las estrategias para su terminación. Heterogeneidades y anisotropías del yacimiento también juegan un rol decisivo.

Sin considerar si un yacimiento debe ser desarrollado por pozos convencionales verticales, pozos horizontales o pozos multilaterales la geometría del volumen de drene del pozo es un factor determinante.

A continuación las geometrías de yacimiento comunes y las apropiadas arquitecturas de pozo para cada uno serán descritas.

2.4.1 Yacimientos con buen espesor y homogéneos- sin casquete de gas ni acuífero

Para una formación con un espesor considerable y homogéneo, movilidades extremas pueden favorecer un pozo vertical con fracturamiento hidráulico, mientras que movilidades moderadas permiten las terminaciones verticales convencionales menos caras. Un pozo inclinado puede ser mejor en la relación costo-efectividad que un fracturamiento hidráulico o un pozo horizontal, siempre que la relación de permeabilidades vertical-a-horizontal no sea muy pequeña.

Fracturas hidráulicas a lo largo de un pozo horizontal puede compensar la reducción de la producción debido a la baja permeabilidad vertical en un yacimiento de espesor considerable.

A continuación, con simples cálculos se mostrará que para un yacimiento el cual tiene 150 pies de espesor o más no sería un buen candidato, particularmente hablando, para un solo pozo horizontal si la relación de permeabilidades vertical-a-

horizontal es muy pequeña, por lo que segmentar la formación con pozos multilaterales, podría ser la arquitectura indicada.

Por ejemplo, en una formación con 500 pies de espesor con una relación de permeabilidades vertical a horizontal de 0.08 y una permeabilidad horizontal/viscosidad ($\frac{k_h}{\mu}$) = 1 md/cp, el índice de productividad de un solo pozo horizontal de 3000 pies es = 0.84 STD/D/psi. Si la formación es perforada con un pozo desde el cual cuatro ramas espaciadas verticalmente igual son perforadas, el índice de productividad acumulado (IP) es de 2.5 STB/D/psi, tres veces la configuración de una sola rama.

Esta comparación, se hizo solo usando cálculos de IP para un pozo horizontal en estado de flujo estable (en el Capítulo 3 se muestran dichos cálculos), este cálculo nos provee una útil y rápida comparación de las arquitecturas de pozos.

2.4.2 Yacimientos con buen espesor y homogéneos- con casquete de gas o acuífero

Yacimientos gruesos con un casquete de gas o un acuífero plantean problemas especiales de producción. En pozos verticales, una estrategia común para retrasar la presencia de agua del fondo en el pozo es perforar cerca de la cima del intervalo productor. Sin embargo, el gradiente de presión causado por flujo radial hacia el pozo suele ser suficiente para dibujar el agua hacia arriba en la forma de un cono.

Una vez que el agua alcanza las perforaciones más profundas, el agua puede ser producida preferencialmente debido a que la movilidad del agua puede ser mayor que la movilidad del aceite para gravedades bajas (API), esto debido a que el aceite presenta viscosidades más altas que el agua, y/o puede ser una energía considerable que apoya la producción de agua debido a un fuerte empuje del agua

del fondo del yacimiento. Una vez que la ruptura del agua ocurre puede haber un mayor incremento en el cono de agua, y una producción de aceite adicional se reflejará en un incremento en el corte de agua y puede forzar a convertir al pozo en un pozo marginal.

Una estrategia para la recuperación de aceite adicional es realizar una reparación mayor disparando por encima del cono de agua, otra estrategia es intentar inyectar radialmente por debajo de los disparos un gel. Con las estrategias anteriores la ruptura del agua en el pozo puede llegar a ser retrasada o eliminada, y la forma del cono es ampliada, en algunos casos, de modo que un mayor volumen de aceite puede ser desplazado hacia las vecindades del pozo.

Un pozo horizontal perforado cerca de la cima de la zona de aceite producirá un gradiente de presión normal hacia el pozo, el contacto agua-aceite crecerá en la forma de una cresta en vez de la forma de un cono (figura 2.3). El avance del agua en forma de cresta desplaza el aceite en su camino, llevando a una mayor recuperación de aceite que un pozo vertical en virtud de la geometría de flujo en el pozo.

La relación entre la recuperación por las crestas y el espaciamiento de pozos horizontales paralelos es una simple función, de la distancia del pozo hacia el contacto agua aceite, el espesor de la formación, y la anisotropía de las permeabilidades vertical a horizontal. Para pozos horizontales localizados en la cima de la zona de aceite y la unidad media de espaciamiento entre pozos horizontales **(Ehlig-Economides et al. 1996a 1996b)**,

$$X_{e,opt} = h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

La fracción del volumen de aceite barrido en la invasión de agua al pozo (asumiendo un desplazamiento tipo pistón en la cresta) es $\pi/6=0.5236$. El óptimo espaciamiento entre pozos puede ser considerablemente reducido si los pozos son perforados desde un mismo tronco principal. Esta geometría favorecería una arquitectura de pozo multiramificada, si estas ramas son perforadas en el mismo nivel desde un mismo pozo común.

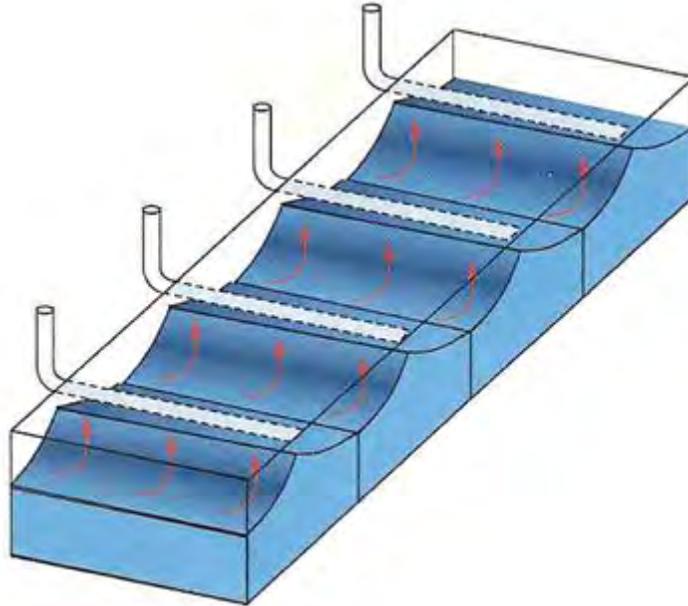


FIGURA 2.3

Pozo perforado cerca de la cima del contacto agua aceite

De forma interesante, las mismas condiciones que penalizan un pozo horizontal en un yacimiento sin casquete de gas ni acuífero (en un yacimiento de buen espesor y baja permeabilidad) también favorece a un pozo horizontal cuando un casquete de gas o acuífero está presente. También, esto ilustra un caso en el cual el espaciamiento está diseñado para estar lo más cerca posible para causar interferencia entre pozos. La interferencia entre pozos o interferencia interlateral que en estos casos es benéfica porque ambas aceleran la producción y mejora la recuperación.

2.4.3 Yacimientos estratificados

Los yacimientos estratificados ofrecen una oportunidad para abordar la importancia de control de conformidad o calidad. Los pozos verticales convencionales mezclan producción desde múltiples capas. Los contrastes en capacidades de productividad y almacenamiento pueden resultar en diferenciales de agotamientos de las capas que no están verticalmente en comunicación hidráulica fuera del pozo.

En este caso, cuando el gasto de producción es reducido o el pozo es cerrado, ocurrirá un flujo cruzado en el pozo de las capas con más alta presión recargando las zonas agotadas. Otro riesgo de la producción mezclada es que una capa inferior de agua o una capa superior de gas avanzarán al pozo, resultando en una temprana invasión de fluidos no deseados en la capa o las capas más productivas. En este caso, el aceite en las capas de más baja productividad es desviado. Una re entrada de perforación con un pozo horizontal ofrece una solución moderna apuntando al aceite desviado.

Un solo pozo horizontal no es una opción para los yacimientos estratificados porque solo sería productora la capa perforada, pero pozos multilaterales apilados son una estrategia altamente efectiva (figura 2.4).

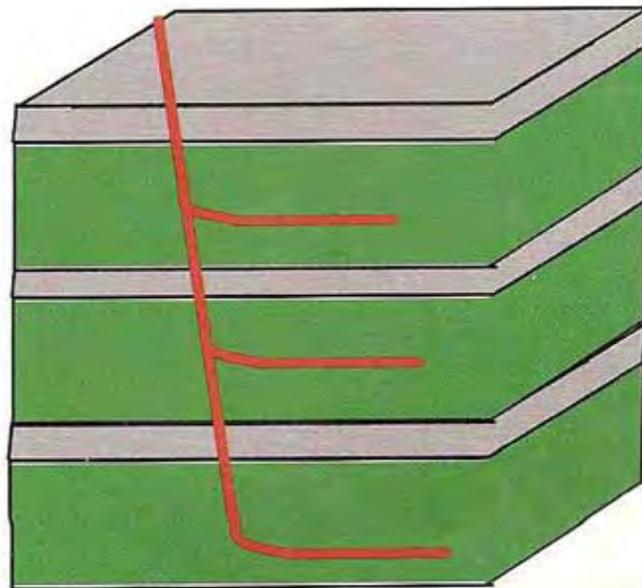


FIGURA 2.4

Pozo perforado en un yacimiento estratificado.

En el caso mencionado para el desarrollo de un pozo multilateral, la longitud de cada lateral puede ser aproximadamente inversamente proporcional a la capacidad de flujo de esa capa. Un pozo desviado ofrece una estrategia menos cara para impulsar la productividad en un pozo estratificado. Mediante el diseño de la trayectoria con una mayor longitud perforada en las capas menos productivas, algunos controles de conformidad o calidad pueden ser logrados. Sin embargo, si la invasión temprana de agua ocurre en la capa de más alta productividad, es generalmente mucho más fácil cerrar la producción en uno de los laterales apilados que en una porción localizada en medio de la longitud de un pozo desviado.

2.4.4 Yacimientos laminados

Los yacimientos laminados son un caso particular de un yacimiento estratificado. Si los estratos de la formación no son lo suficientemente gruesa para ser alcanzado por un pozo multilateral, entonces el pozo es clasificado como laminado. En general, los yacimientos laminados tienen una pobre permeabilidad vertical. Un pozo horizontal no es la opción porque la producción sería severamente penalizada debido a la baja permeabilidad vertical, y en una formación de un espesor considerable un pozo horizontal pueden incluso no producir el espesor entero de la formación. Un pozo vertical puede proveer excelente productividad en pozos de moderada movilidad. Un pozo desviado puede producir un incremento marginal en la productividad sobre un pozo vertical.

En yacimientos laminados con fluidos de muy alta movilidad un empacamiento de grava puede proporcionar un control de la producción de arenas, lo que significa excluir el daño en la vecindad del pozo.

Sin embargo, en un yacimiento de muy baja movilidad, el fracturamiento hidráulico del pozo es preferible sobre cualquiera de las otras opciones porque provee un plano sumidero efectivo, esto incrementa considerablemente la productividad del pozo.

Para un yacimiento delgado y laminado, realizar un fracturamiento hidráulico para un pozo horizontal puede ser la mejor opción, porque la longitud del pozo provee un mejor alcance, esto incrementa el volumen de drenado del pozo, mientras que las fracturas hidráulicas permiten flujo horizontal hacia el pozo a través del espesor entero de la formación. En un pozo horizontal, las fracturas hidráulicas pueden ser planeadas en forma longitudinal, a través de la perforación del pozo en dirección del máximo esfuerzo horizontal, o transversal, a través de la perforación del pozo en dirección del mínimo esfuerzo.

2.4.5 Yacimientos naturalmente fracturados

Pozos horizontales sólo ofrecen ventajas particulares en yacimientos naturalmente fracturados cuando son perforados en forma normal hacia el plano de las fracturas. Localizar las fracturas naturales y determinar su orientación es crucial para obtener el mejor diseño del pozo en estas formaciones.

A pesar de que las fracturas naturales usualmente son subverticales (casi verticales), yacimientos menos profundos y zonas sobrepresionadas pueden tener fracturas subhorizontales (casi horizontales) abiertas al flujo. Pozos verticales y desviados son una razonable elección en estos casos. Para fracturas horizontales en zonas de alta presión la inyección de apuntalante mantendrá las fracturas abiertas después de que la producción disminuya la presión de poro. De otra manera, el peso de la sobrecarga tendería a cerrar las fracturas naturales horizontales. Igualmente altas presiones de inyección pueden reabrir fracturas naturales en zonas explotadas o cuando las fracturas naturales han estado conectadas durante la perforación.

Las fracturas naturales pueden ser un beneficio en producción pero también una maldición porque cuando son verticales pueden causar una rápida invasión de agua o gas hacia el pozo. Para evitar estos problemas, muchos yacimientos naturalmente fracturados deberían ser operados reduciendo la presión de fondo fluyendo lo más bajo como económicamente sea posible. Un mecanismo es perforar pozos laterales dobles opuestos, una práctica muy común en áreas como la de Austin chalk en Texas (figura 2.5).

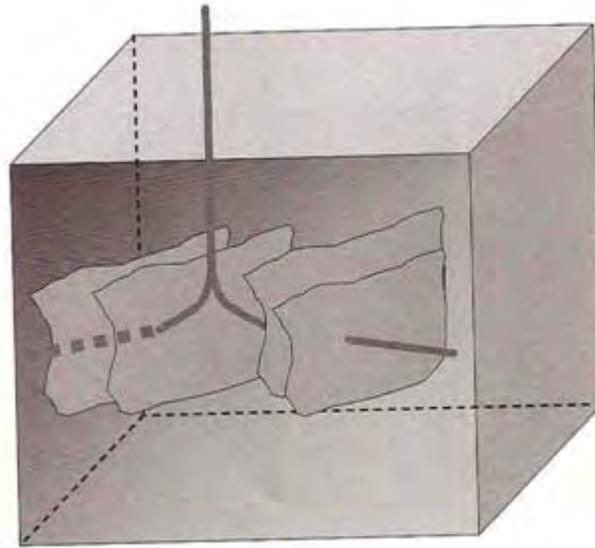


FIGURA 2.5

Configuración de pozos laterales opuestos en un sistema de fracturas verticales.

La configuración de pozos laterales opuestos es actualmente siempre indicada. La producción por estos pozos de una longitud dada siempre sería de 30 a 60% más alta que la producción de un solo pozo horizontal de igual longitud que la suma de los dos laterales. La razón de esto es simplemente los diferentes drenados que las dos configuraciones crearían.

Algunas otras trayectorias de pozo y estrategias de terminación que se están aplicando en algunas formaciones de lutitas fracturadas es perforar pozos laterales horizontales paralelos en la dirección natural de las fracturas, entonces se crean múltiples fracturas transversales que interceptan las fracturas naturales.

Esta estrategia puede ser aplicada cuando el esfuerzo mínimo horizontal es en la dirección predominante de las fracturas naturales.

2.4.6 Yacimientos naturalmente fracturados bajo inyección de agua

Con yacimientos naturalmente fracturados se presenta otro problema cuando se encuentran influenciados por una inyección de agua. En una formación típicamente sometida a esfuerzos tectónicos, la orientación de las fracturas naturales está muy bien definida. Pozos productores alineados con pozos inyector a lo largo del azimuth de las fracturas naturales experimentarán invasión de agua temprana. Una configuración ideal sería crear líneas de inyectoros verticales paralelos al azimuth de la fractura. Esto forzaría al frente de agua a moverse en zig-zag hacia los pozos productores (Figura 2.6).

Lo último puede consistir de pozos multilaterales, tal como una configuración llamada hueso de pescado, perforada desde un pozo principal horizontal, los pozos productores pueden ser perforados en sentido normal al de la fractura natural (Figura 2.6).

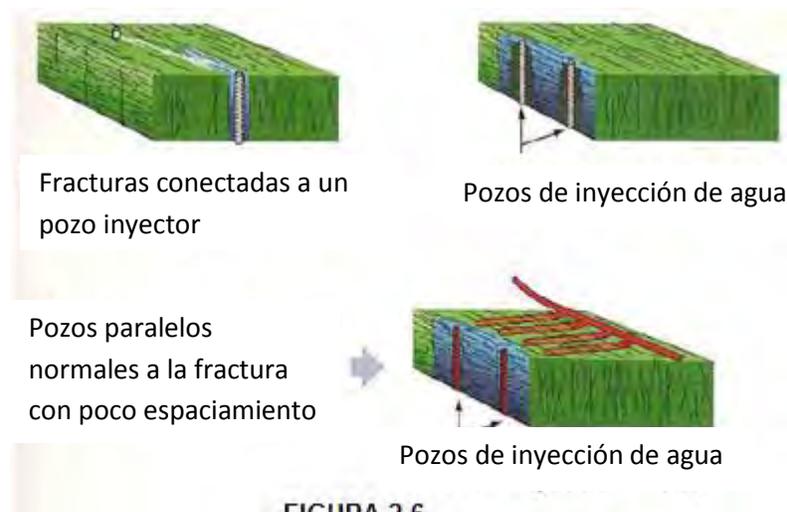


FIGURA 2.6

Configuración de pozos multilaterales en forma de hueso de pescado.

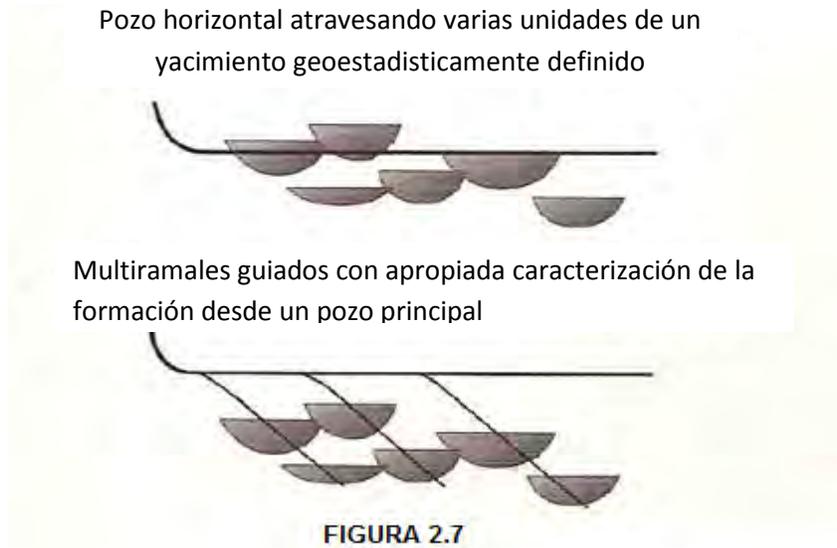
Esta configuración puede tomar ventaja de la geometría natural de la fractura; y puede retardar la invasión del agua y, simultáneamente, facilitar la producción aprovechando la permeabilidad anisótropa por área (Economides et al. 2000).

2.4.7 Yacimientos compartimentados estructuralmente

La compartimentación estructural es el resultado de fallas y puede ser o no visible en interpretaciones de datos sísmicos. Incluso cuando las fallas son claramente indicadas en los datos sísmicos, solo datos dinámicos derivados de la formación o de pruebas de presión en pozos o un estudio profundo de la historia de producción pueden establecer si las fallas son sellantes o conductivas.

La compartimentación estratigráfica es el resultado de procesos de depositación. Facies con contrastes considerables en las características de flujo pueden servir como conductos de flujo que actúan como controles de primer orden en la productividad del pozo y la recuperación de hidrocarburos en última instancia. Ambas heterogeneidades estructurales y estratigráficas pueden ser complicadas por procesos diagenéticos que ocurren al mismo tiempo.

Los pozos horizontales pueden alcanzar uno o más yacimientos compartimentados, y pozos multilaterales o multiramificados guiados permiten el drene de los compartimentos individuales y también permite el cierre de una rama que produce agua o gas no deseados (figura 2.7).



Ejemplo de aplicación de pozos multilaterales en yacimientos lenticulares.

En yacimientos ajustados con fallamiento considerable, las fallas pueden ser asociadas con fallas naturales que pueden ser alcanzadas con pozos horizontales, o la dirección de las fallas pueden proporcionar información confiable sobre la dirección que es esencial para planificar fracturas hidráulicas en pozos verticales u horizontales.

Limites estratigráficos pueden explicar la compartimentación de yacimientos adicionales, que podrían ser tanto verticalmente u horizontalmente. En algunos casos, los yacimientos de arena también pueden ser identificados individualmente en una sección transversal de datos sísmicos, pero pueden tener suficiente extensión areal para ser visibles en un mapa de atributos sísmicos para una estructura horizontal dada, en este caso los pozos horizontales pueden ser una estrategia ideal para producir formaciones delgadas y alcanzar múltiples arenas.

2.4.8 Canales y arenas alargadas o trenzadas

Los volúmenes de drenaje alargados pueden ser resultado de la compartimentación causada por una serie de fallas paralelas sellantes, o pueden resultar de depositación heterogénea de origen fluvial o turbidítica.

Ya que la compartimentación estructural ha sido abordada, el énfasis aquí es un alargamiento debido a la geología de depósito. En ambos casos, hay estrategias de perforación, dependiendo de los objetivos para el pozo. Por ejemplo, la dirección del pozo puede ser planeada para permanecer en un yacimiento de cuerpo alargado o para perforar tantos yacimientos como sea posible.

El último caso implica perforar en la dirección normal de la elongación, lo cual para un yacimiento fluvial significa perforar normal en dirección cuesta abajo al tiempo de depositación. Otro enfoque puede ser pozos ramificados diseñados para alcanzar diferentes canales identificados medidos con sísmica de pozo en el tronco principal del pozo (figura 2.8).

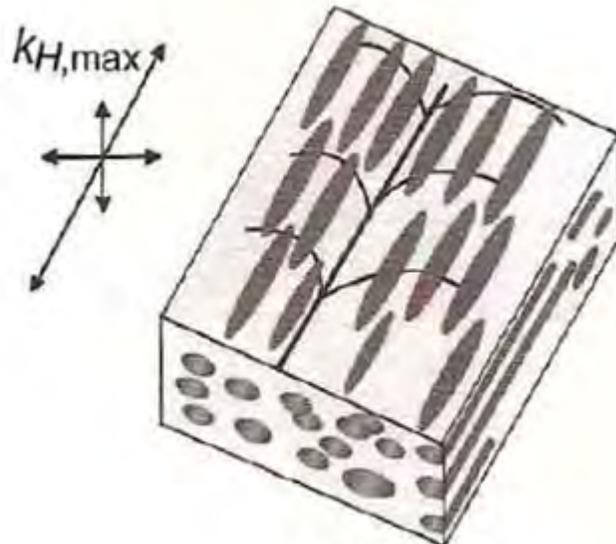


FIGURA 2.8

Configuración de pozos en dirección normal a la elongación de cuerpos alargados.

Si la permeabilidad es más grande en la dirección de un canal, la perforación normal del canal debería ser efectiva para drenarlo y, perforarlo a lo largo con un solo pozo horizontal puede que no mejore la productividad lo suficiente para justificar los costos de perforación. Por ejemplo, un pozo perforado 3000 pies a lo largo de un canal de 750 pies de ancho con permeabilidad 5 veces mayor a lo largo del pozo que normal al pozo tendrá un índice de productividad de 5 STB/D/psi. Si en lugar de perforarlo a lo largo de 3000 pies, se perfora normal a la formación con un largo de 750 pies, su índice de productividad sería de 2.3 STB/D/psi. Si el mismo pozo es perforado mas podría intersectar otros canales presentando incrementos en la productividad. Alternativamente, si 3000 pies de un pozo madre es perforado fuera y paralelo al canal o canales, con ramificaciones perforadas en una configuración de espina de pescado a lo largo de uno o más canales podría cada uno aumentar la productividad, cuatro ramas de 750 pies casi duplicaría la productividad de un solo pozo perforado a 3000 pies a lo largo del canal.

2.4.9 Compartimientos tipo ático

Este caso es caracterizado por la inmersión de pliegues abruptamente. En esta geometría el aceite puede estar en contacto con un casquete de gas y/o un acuífero asociado. Una estrategia es perforar un pozo horizontal que pase a través de varios de los pliegues y se mantenga muy por debajo del casquete de gas y/o por arriba del contacto agua aceite. Aunque esto parece ser un enfoque eficaz, tiene la desventajas que el flujo se mezcla en las capas. Cuando la invasión del gas o el agua ocurran en cualquier capa, éste interferirá con la producción de otras capas. La mejor estrategia puede ser perforar múltiples pozos horizontales o un pozo ramificado cada uno teniendo como objetivo un pliegue dado (figura 2.9).

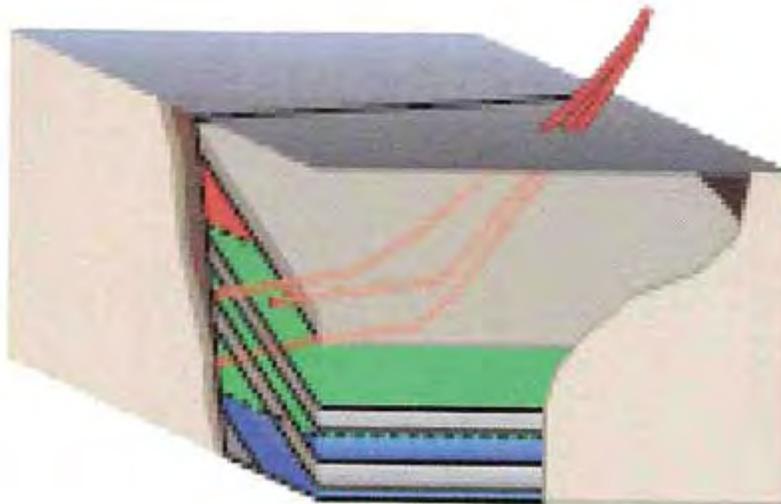


FIGURA 2.9

Ejemplo de aplicación de pozos horizontales múltiples.

La ventaja de esta estrategia es que cada uno de los pozos puede ser perforado con un óptimo avance del frente contacto agua aceite o gas aceite. Retrasando de este modo la producción multifásica tanto como sea posible. Además la duración productiva de cada pozo puede ser ajustada para cada formación optimizando así la productividad.

2.4.10 Formaciones de crudo pesado

Hay acumulaciones gigantes de crudo pesado en muchos lugares, pero las más conocidas son la cuenca del Orinoco en Venezuela y del occidente de Canadá, Alberta y Saskatchewan. Cada uno de estas dos locaciones puede tener aceite in-situ por arriba de 1 trillón de bbl. Por su puesto, tales recursos están lejos de ser etiquetados como reservas por la extraordinariamente baja movilidad de los fluidos. Hay dos principales aplicaciones en los últimos tiempos para este tipo de yacimientos.

Para producciones en frío, los operadores han construido pozos complejos de longitud considerable por ejemplo 40 000 pies de longitud. Distribuyendo entre 6 y

10 ramas, a veces teniendo ramas secundarias de las ramas primarias perforadas de un pozo madre, vertical u horizontal. El propósito de la arquitectura de tal pozo es proporcionar suficiente área para superar la baja movilidad del fluido. Sin tal configuración de varios ramales, la explotación de estos yacimientos no sería económicamente rentable. Porque es muy pequeña la compresibilidad de estos fluidos, la declinación del pozo es muy rápida ya que la presión del yacimiento se agota muy rápidamente. La continua perforación de tales pozos es una característica de estrategia de explotación (2.10).

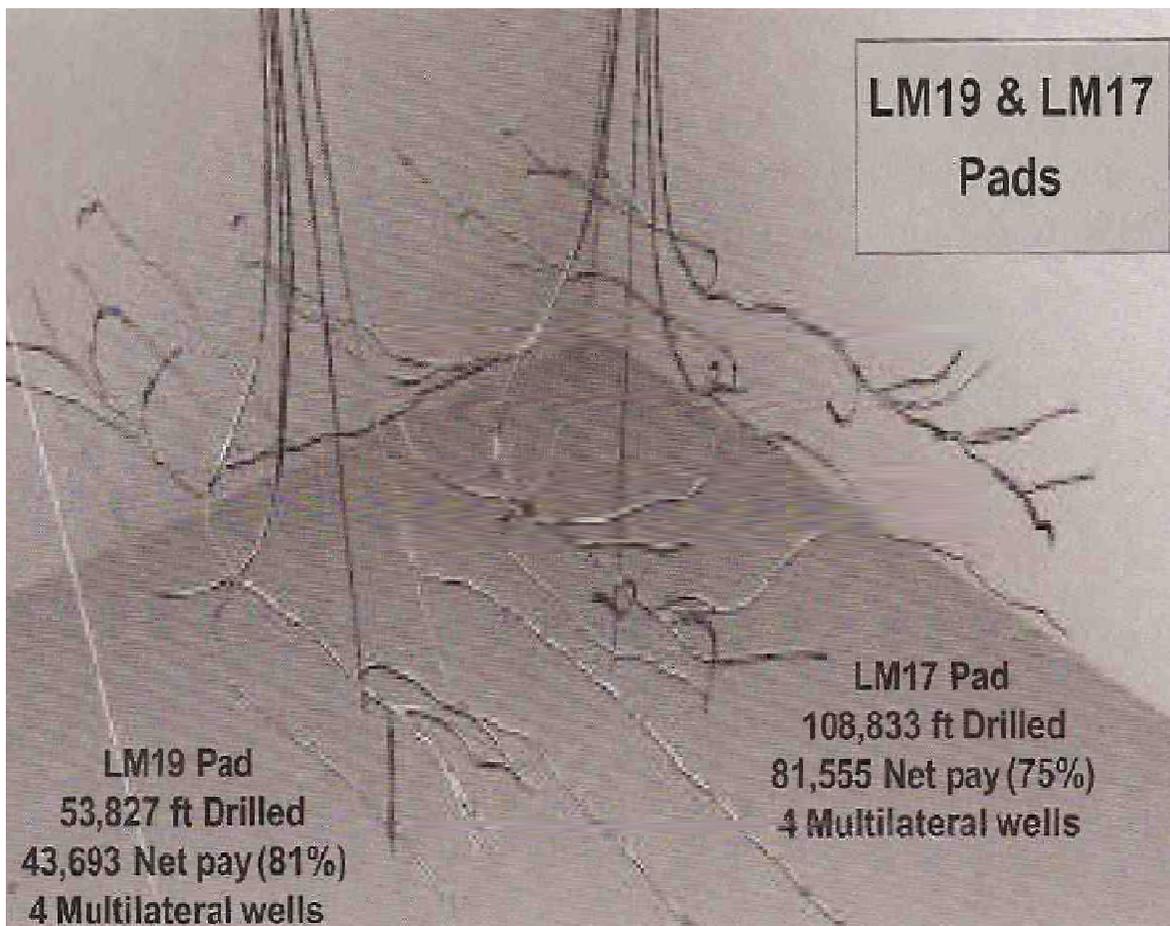


FIGURA 2.10 Ejemplo de aplicación de pozos multilaterales en yacimientos de crudos pesados.

Para recuperación térmica, especialmente de estructuras gruesas como las de Venezuela o California, pozos multilaterales escalonados son frecuentemente indicados empleando una técnica conocida como vapor de drenaje por gravedad asistida (figura 2.11).

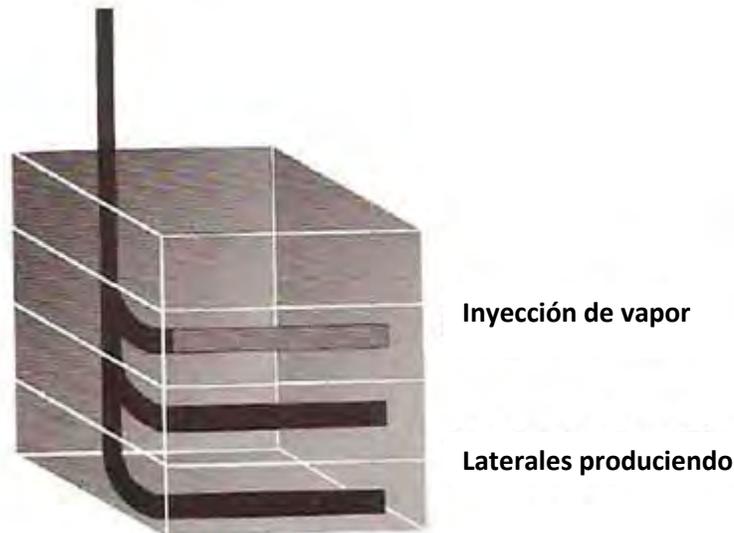


FIGURA 2.11

Aplicación de pozos multilaterales para crudos pesados mediante recuperación térmica.

En tal configuración el vapor es inyectado en la rama superior, y la rama inferior se utiliza para producción. Al mismo tiempo que el mismo pozo vertical es usado para inyección a través de la tubería de producción y la producción a través del anular.

2.5 Aplicaciones de la tecnología multilateral

Cuando se aplica apropiadamente el sistema multilateral proporciona mayor productividad que el pozo convencional, incrementando la recuperación del yacimiento a bajo costo relativamente en comparación con el convencional.

La evaluación de un pozo o campo requiere estudiar minuciosamente el yacimiento, con los resultados de estos análisis se puede presentar un estudio completo del potencial económico y minimizar el riesgo de la perforación y terminación de un pozo multilateral. El cuidadoso estudio del objetivo en el yacimiento permite el ahorro en los costos a través de las aplicaciones de sistemas multilaterales que sirven entre otras cosas para: incrementar el área de drene en el yacimiento, reducir instalaciones superficiales, incrementar el número de intervalos y multiplicar las zonas para su explotación, facilitar las reentradas y alcanzar las zonas segregadas o aisladas.

Incrementar el Área de Drene del Yacimiento

El sistema multilateral proporciona mayor relación de flujo, por lo que se utiliza para producir más económicamente el aceite pesado, para lo cual se necesitan hacer tantos ramales como sea posible dentro del yacimiento y éstos se han utilizado para explotar grandes reservas en países como Rusia, Canadá y Venezuela.

2.5.1 Intervalos sobrepuestos

A menudo, los yacimientos se dividen en compartimientos y quedan con formas geológicas caprichosas e irregulares. Con el sistema multilateral se alcanzan zonas aisladas o segregadas en un yacimiento y múltiples yacimientos dentro de un área, reduciendo en forma significativa el costo de la exploración, perforación y producción. El pozo multilateral se perfora en medio de un área con varios intervalos de interés o entre zonas múltiples y desde el agujero principal se perforan ramales circundantes, como resultado, los pozos multilaterales perforados desde el mismo pozo vertical pueden ser independientes. Un pozo multilateral puede usarse también como inyector de agua.

2.5.2 Zonas aisladas

En los yacimientos se presentan fallas verticales que dividen un campo en numerosos compartimientos, por lo que únicamente se puede intervenir una zona con un pozo convencional. La instalación de un sistema multilateral permite perforar un pozo principal a través de la falla y perforar agujeros laterales muy lejos del pozo principal que se extiende hasta las zonas de falla que mantienen aislados los hidrocarburos. El diseño de pozos multilaterales ahorra tiempos de perforación y costos, debido a que no es necesario construir el pozo en sus etapas iniciales.

2.5.3 Recuperación marginal de aceite

Debido a que el aceite y el gas son más ligeros que el agua, los hidrocarburos son atrapados en la parte superior del pozo y a menudo el yacimiento se abandona antes de que sea explotado completamente. Se pueden perforar pozos laterales bastante retirados del agujero original para alcanzar y recuperar el aceite y gas que se encuentre al margen en la parte superior del yacimiento.

2.5.4 Reentradas

El mayor beneficio que se obtiene con la reentrada de un pozo existente es la prolongación de su ciclo de vida. Se pueden perforar ramales laterales lejos del agujero principal para alcanzar reservas adicionales o nuevas, evitando de esta manera reperfilar las mismas profundidades hasta la cima del yacimiento con lo que se ahorra tiempo y dinero y con lo consecuente se le da un valor agregado al pozo. Durante el desarrollo de un yacimiento, se identifican zonas adicionales que se pueden volver atractivas económicamente con un sistema multilateral. Las aplicaciones de reentradas tienen grandes ventajas en los pozos existentes ya que permiten aplicar los últimos avances en la tecnología de perforación y terminación para ser utilizados, muchas veces explotando las zonas que no eran de interés económico con los procesos de perforación convencional.

2.5.5 Espaciamiento adecuado entre pozos

En las plataformas marinas, el espaciamiento entre pozos resulta mínimo y existen pocos conductores para la explotación adecuada de un área. Por lo que se requiere escoger entre instalar más conductores o plataformas que implican un alto costo o abandonar el área sin explotarla óptimamente. Con el uso de la tecnología multilateral, se intervienen múltiples zonas del conductor, reduciendo el número de instalaciones requeridas para que produzca un yacimiento. Si se descubren zonas adicionales desde una plataforma existente, pueden usarse sistemas multilaterales de reentradas para perforar y hacer producir esas zonas nuevas.

2.5.6 Reducir instalaciones superficiales

Un considerable porcentaje del costo de explotación y perforación de desarrollo lo representan las instalaciones superficiales, este es un factor esencial en localizaciones remotas o temporales donde el costo de arrendamiento, oleoductos y otros pueden ser muy altos. Con una menor cantidad de cabezales e incremento en la tasa de producción, los costos se minimizan.

CAPÍTULO 3 MODELOS DE FLUJO PARA POZOS MULTILATERALES

3.1 Introducción

Predecir el comportamiento de un pozo multilateral, que ha mezclado la producción de diferentes ramales es un problema complejo, esto es análogo a predecir la producción interdependiente de varios pozos conectados a un sistema de recolección común. El problema consiste en predecir las características de flujo para cada lateral del pozo, determinar el comportamiento de las caídas de presión en las secciones construidas entre los ramales laterales y el pozo principal, y modelar el flujo y las caídas de presión a través del tronco principal del pozo desde el ramal más profundo hasta la superficie.

Todas estas partes del sistema de un pozo multilateral están conectadas e influyen una sobre la otra, ya sea que requieran una solución simultánea de las ecuaciones que describen las diferentes partes del sistema, o una solución interactiva de algún tipo.

Por ejemplo, el gasto total de uno de los laterales depende de la presión del tronco principal en el talón del lateral, pero para una presión dada en la unión del ramal y el tronco principal, la presión en el talón del ramal lateral depende de la sección construida conectando el ramal con el tronco principal del pozo. Sin embargo la caída de presión en la sección construida de el gasto proveniente desde el ramal, entonces estos dos problemas deben ser solucionados simultáneamente o por una solución convergente obtenida por iteraciones. La solución obtenida para este problema es el conocimiento de las presiones en las uniones del pozo, que a su vez depende de el resto del sistema del pozo multilateral.

El primer paso en la predicción del comportamiento multilateral es determinar el comportamiento del flujo dentro del yacimiento. Desde que los laterales de un pozo son comúnmente horizontales. Primero presentaremos el modelo analítico ampliamente usado del comportamiento de flujo en pozos horizontales. Para

aplicar estos modelos de flujo a los distintos laterales, deben ser separados en diferentes estructuras de yacimiento drenadas, o en una frontera de drene entre las regiones drenadas por laterales separados debe ser supuesta. Si esto no es práctico, métodos que traten los laterales como una serie de puntos o una línea fuente, todos en el mismo yacimiento continuo, pueden ser aplicados. En casos más complejos, tales como cuando múltiples fases están fluyendo en el yacimiento, el mejor enfoque para predecir el comportamiento de un pozo multilateral puede ser a través de la aplicación de un simulador de yacimientos que pueda manejar las trayectorias complejas de un pozo multilateral.

Además del flujo del yacimiento hacia los ramales laterales, el flujo en todos los segmentos del pozo debe ser modelado para predecir el comportamiento de un pozo multilateral. En altos gastos del pozo, la caída de presión en los laterales mismos puede ser lo suficientemente alta que una variación significativa de la presión ocurre desde la punta hasta el talón de el ramal lateral, en este caso modelos de pérdida de presión por flujo en tubería con entrada de flujo a través de las paredes de la tubería puede ser aplicados. Cálculos cuidadosos de caídas de presión en tuberías con flujo multifásico y cambios de inclinación son aplicados para encontrar los perfiles de presión en las secciones laterales construidas.

Finalmente, los procedimientos para combinar la afluencia del yacimiento dentro de cada lateral, el flujo en los laterales, en cada una de las secciones construidas y el flujo combinado en el pozo principal, para determinar el total del aporte del pozo multilateral que se presenta. Estos cálculos determinan los gastos para cada lateral, por lo tanto el gasto de flujo total del pozo, como una función de la presión de la cabeza del pozo para el caso de pozos fluyentes. Un procedimiento similar, pero basado en la presión de la unión de menor profundidad, es aplicable a pozos con sistemas artificiales.

3.2 Área de drenaje

La figura 3.1 que se presenta a continuación muestra un área de drenaje para un pozo vertical y uno horizontal, un pozo vertical drena un volumen cilíndrico, mientras un pozo horizontal drena una elipsoide, una elipse en tres dimensiones. En general, podemos pensar en un pozo horizontal para drenar un volumen de yacimiento más grande que un pozo vertical.

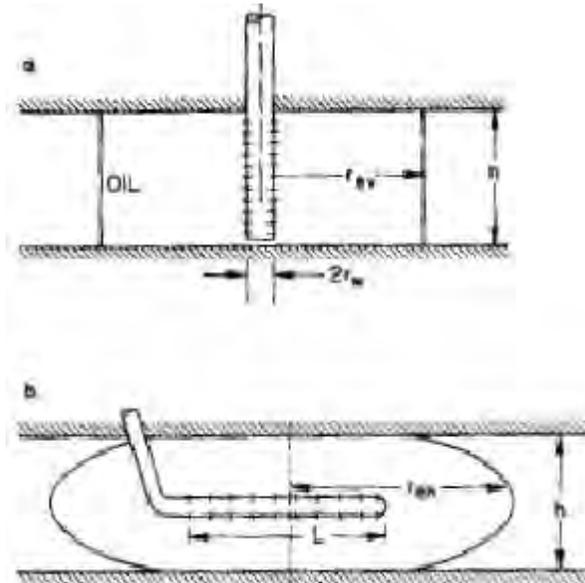
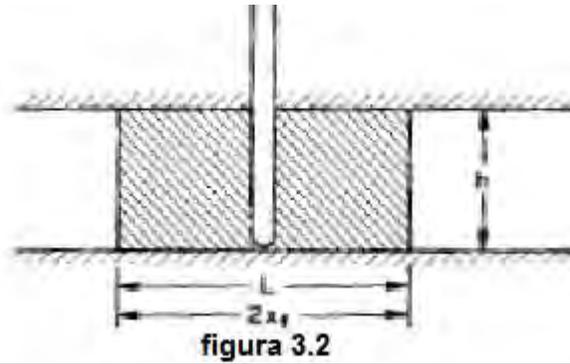


figura 3.1

Área de drenaje para un pozo vertical y uno horizontal.

En la figura 3.2 se muestra un pozo vertical fracturado. El pozo es perforado en la altura del yacimiento h . El pozo es fracturado y la fractura penetra completamente, es decir, la fractura cubre la altura total del yacimiento, la longitud media de la fractura es x_f , por otra parte asumimos que la fractura tiene una conductividad infinita, lo cual significa que la caída de presión dentro de la fractura es despreciable.



Pozo vertical fracturado

En otras palabras, la presión en el pozo y en cualquier otro punto dentro de la fractura es la misma. Esto representa una fractura ideal o deseada para un pozo vertical, si la altura de la fractura es reducida, uno obtendría un pozo horizontal (Figura 3.3)

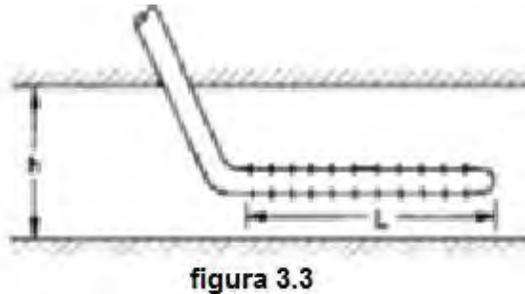


Diagrama de un pozo horizontal

Un pozo horizontal representa un caso límite de una fractura de conductividad infinita donde la altura de la fractura es igual al diámetro del pozo. Esto también nos dice que el diámetro del agujero de un pozo horizontal tendría influencia en su rendimiento. Por ejemplo en vez de perforar un pozo de $4 \frac{1}{2}$ "de diámetro, se perfora un pozo de $9 \frac{7}{8}$ ", por lo que el diámetro del agujero tiene más del doble. Esto incrementa el área del pozo abierta al flujo.

3.3 Factor de daño

Van Everdingen y Hurst introdujeron la idea de un factor de daño en la industria petrolera. Ellos se dieron cuenta que para un gasto las mediciones de presión de fondo fluyendo eran menores que las calculadas teóricamente. Esto indicaba que había una caída de presión adicional a la calculada teóricamente. Por otra parte esta respuesta de presión fue encontrada para ser independiente del tiempo. Ellos atribuyeron esta caída de presión a una pequeña zona de cambio o reducción de la permeabilidad alrededor del pozo. Durante la perforación de un pozo puede ser necesario tener una diferencial de presión positiva desde el pozo a la formación para prevenir el flujo de fluidos del yacimiento al pozo. Esto resulta en un flujo limitado de lodo en la formación, y partículas suspendidas que durante la perforación puede obstruir algunos espacios del poro alrededor del pozo, lo cual resulta en una zona de permeabilidad reducida alrededor del pozo.

Everdingen y Hurst llamaron a esta zona como “zona invadida” o zona dañada, una zona de daño, y la caída de presión asociada es un efecto del factor de daño. La caída de presión relacionada al daño esta dado por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{kh(\Delta\rho)_{skin}}{142 q\mu_o B_o} \dots\dots\dots(3.1)$$

El daño puede estudiarse mediante el análisis de transientes de presión. Las principales y más comunes causas de la existencia de un daño de formación, y las respectivas consideraciones para Minimizarlo es:

Perforación: Es el principal motivo de daño en la formación, tiene que ver con la infiltración del lodo de perforación, de recortes y cementación de TR’s. Para minimizarlo es conveniente atravesar las formaciones productivas en el menor tiempo posible, para evitar el prolongado contacto del lodo con la formación; que el lodo contenga la menor cantidad de sólidos posibles, tanto agregados como del

recorte; y que los fluidos de perforación no interaccionen ni química ni físicamente con la roca reservorio.

- Entubación: Es muy común, sobre todo en la zona de la cuenca austral de Argentina, que existan capas productivas muy por encima de la profundidad final del pozo, para que estas capas productivas no sean dañadas, es conveniente que una vez atravesadas las mismas, el pozo se entube antes de seguir perforando hasta la mencionada profundidad final. Cuando la distancia entre las capas productivas superiores e inferiores es muy prolongada, normalmente el pozo se termina colgando un liner desde el piso de los niveles productivos superiores hasta el fondo del pozo, para abaratar los costos de terminación.

- Cementación: La buena cementación de los niveles productivos es más que importante a la hora de poner en producción un pozo. En primer lugar el cemento no debe infiltrarse en la formación, además, el revoque debe haber sido totalmente removido antes de iniciar la cementación, es decir, es necesario asegurar un buen lavado para lograr una buena adherencia entre el cemento y la cañería del casing, y entre el cemento y la formación, de modo que el nivel productivo quede absolutamente aislado antes de punzar.

- Punzado: La cápsula del proyectil que se dispara para hacer los punzados debe ser de buena calidad y construcción, de lo contrario, quedaría un tapón provocado por el mismo proyectil que obstruiría el sistema poroso.

En general, el factor de daño en pozos puede variar de +1 a +10 y valores aun mas altos pueden ser posibles. Este concepto de daño funciona muy bien en pozos dañados, pero tienen algunas dificultades matemáticas y físicas cuando el factor de daño es negativo, (un factor de daño negativo en la ecuación anterior

representa flujo del fondo del pozo a la formación). Para superar este problema de daño Hawkins introdujo un concepto de ancho de daño (figura 3.4), el mostro que el factor de daño para una zona dañada de radio r_s con permeabilidad k_s en una formación con permeabilidad k y un radio de pozo r_w puede ser demostrado:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (3.2)$$

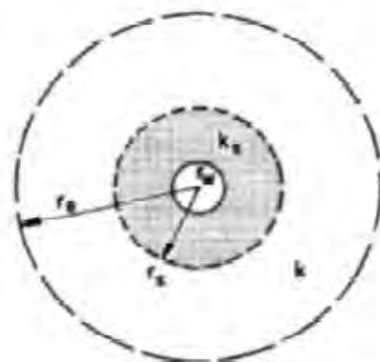


figura 3.4

Diagrama que nos muestra el ancho de daño en un pozo

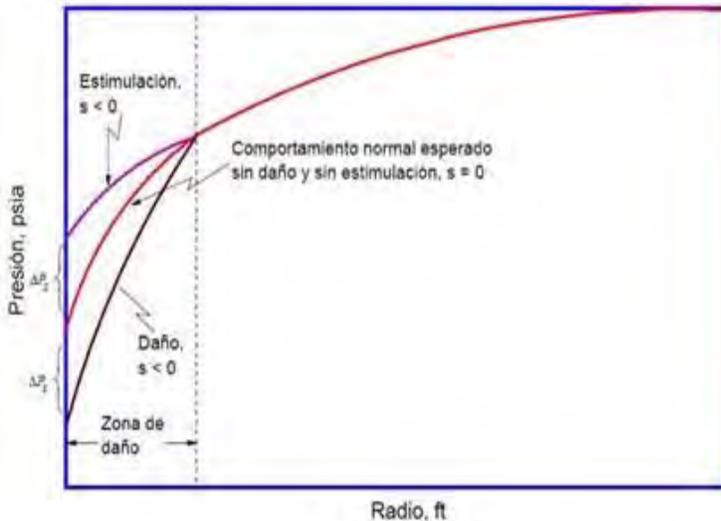


figura 3.5

Comportamiento de la caída de presión a diferentes daños

Parecido a Van Everdingen y Hurst, Hawkins también asumió flujo estacionario a través de la región de daño (estrictamente hablando el concepto de daño es válido solo para flujo estacionario y pseudo-estacionario). Porque de la modificación de Hawkins creó una tendencia para representar pozos verticales estimulados o fracturados con un factor de daño negativo.

En tal supuesto, la presión de producción en el pozo es más alta que la presión

esperada, el pozo está produciendo a una tasa de flujo deseada con una presión de fondo fluyendo significativamente más alta que la calculada teóricamente. La estimulación de pozos verticales puede tener factores de daños negativos tan altos como -6. Los pozos horizontales también pueden ser representados como un pozo vertical con un factor de daño negativo muy grande, teóricamente los pozos horizontales pueden ser representados como pozos verticales altamente estimulados.

3.4 Daño en formaciones de alta y baja permeabilidades

Como notamos recientemente, la invasión de fluidos de perforación causa una reducción en la permeabilidad alrededor del pozo. En general un yacimiento de alta permeabilidad exhibe una alta zona de invasión que una formación de baja permeabilidad. Sin embargo el porcentaje de la pérdida de permeabilidad en una zona de alta permeabilidad es más pequeña que en una zona de baja permeabilidad. En algunos casos dependiendo del lodo de perforación usado, puede verse una zona de invasión de lodo limitada incluso en zonas de alta permeabilidad. Formaciones de alta permeabilidad probablemente tienen gargantas de poro más largas y grandes que las formaciones de baja permeabilidad. Esas gargantas de poro probablemente no son totalmente obstruidos por los sólidos de los fluidos de perforación y por la invasión de lodo, resultando en un pequeño porcentaje de pérdida de permeabilidad inicial de la formación. En contraste en una formación de baja permeabilidad donde las gargantas de poro son más pequeñas, el lodo y los sólidos del fluido de perforación probablemente bloquean las gargantas de poro resultando en una gran reducción en la permeabilidad alrededor del pozo. Esto reduce la permeabilidad alrededor del pozo lo cual minimiza la pérdida de fluido y también el radio de la zona invadida.



Tipos de invasión de lodo.

3.5 Pseudodaño vs daño de formación

Cuando se conoce el daño total del pozo, es posible trazar una curva IPR, mediante esta curva, es posible demostrar el beneficio de disminuir el factor de daño (S).

Atribuir todo el daño a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudodaño y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación.

Los pseudodaños remanentes después de la terminación pueden ser atribuidos directamente al pozo. No todos estos tienen que ver con el daño verdadero, pueden tener origen mecánico o físico.

Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudodaños. Si se pone al pozo a producir a elevado caudal, puede originarse flujo turbulento en la formación, al igual que durante la perforación. La inevitable variación del diámetro del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un pseudodaño que se suma al daño real de la formación.

3.5.1 Daño de formación verdadero

Varios tipos de daño pueden ser identificados en distintos lugares de un pozo en producción, el diseño del remedio correcto para la producción del pozo es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción. Pueden usarse para la estimulación del pozo fluidos similares a lo que se utilizan en la limpieza del mismo, de acuerdo a la naturaleza del daño, la elección del método a utilizar depende pura y exclusivamente del lugar en el pozo donde se encuentra el daño.

3.5.2 Daño en pozos horizontales

Para un factor de daño positivo, la caída de presión en la región de daño para un pozo horizontal es considerablemente más pequeña que para un pozo vertical. Por lo tanto para el caso de un tratamiento de estimulación para remover el daño en las vecindades del pozo tendrían menor efecto en la productividad de un pozo horizontal que en la productividad de un pozo vertical.

Además antes de decidir estimular un pozo horizontal es importante calcular la caída de presión en la zona de daño y compararla con la caída de presión total del yacimiento al pozo, esta comparación puede ser usada para determinar la necesidad de realizar una estimulación en un pozo vertical.

La mínima influencia en la productividad por daño en la cercanía del pozo horizontal en un yacimiento de alta permeabilidad explica el éxito de los proyectos de pozos horizontales en campos con yacimientos de estas características. En estos yacimientos, los pozos horizontales fueron perforados y puestos en producción en algunos casos sin acidificación. Estos pozos tuvieron un mínimo de influencia debido al daño en la productividad del pozo horizontal. En contraste, en yacimiento de baja permeabilidad la influencia puede ser severa. Por lo tanto,

algunos proyectos de perforación horizontal en este tipo de yacimientos no han sido económicamente rentables debido al grave daño que han sufrido los pozos.

En muchos yacimientos, especialmente en los de baja permeabilidad después de perforar pozos verticales, estos son cementados y disparados. Antes de producir estos pozos son estimulados fracturando la formación. Sin las fracturas estos pozos no producirían gastos económicamente rentables, en ese tipo de yacimientos, los pozos verticales probablemente causan daños severos pero esto es superado por la estimulación por fracturas. Si un pozo horizontal es perforado en tal yacimiento, el daño será aun mas grande que en un pozo perforado verticalmente, esto es debido a que las perforaciones horizontales toman más tiempo que las perforaciones verticales, ocasionando en una zona de daño de forma cónica (figura 3.7). Este daño puede reducir significativamente la productividad de un pozo horizontal.

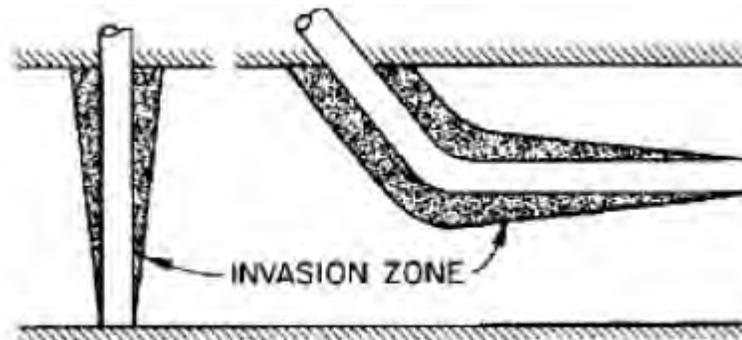


Figura 3.7

Invasión cónica

Como se muestra en la (figura 3.8) el daño podría variar a lo largo de la duración del pozo, basados en la experiencia en el daño con pozos verticales, y la duración del tiempo de perforación de estos, uno puede intentar estimar el daño a lo largo de la duración de un pozo horizontal.

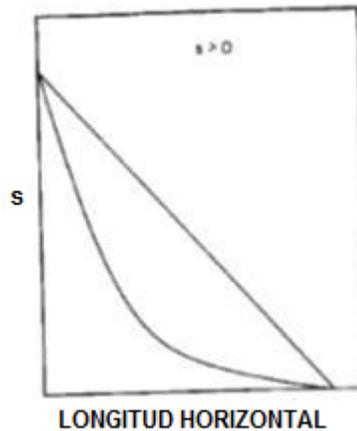


figura 3.8

Variación del daño a lo largo del pozo.

3.6 Comportamiento de flujo

3.6.1 Comportamiento de flujo de pozos verticales

La ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso el área abierta al flujo no es constante, por lo tanto, cuando se aplica la ecuación de Darcy para flujo de aceite en un yacimiento, se asume que solo el aceite es ligeramente compresible. Una pequeña variación en el gasto Q_o con respecto a la presión puede ser relacionada por medio del factor de volumen del aceite B_o por lo tanto el gasto puede ser expresado a condiciones superficiales o de tanque de almacenamiento.

$$Q_o = \frac{0.00708 k_o h (p - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(re/rw)} \dots\dots\dots (3.3)$$

3.6 .2 Comportamiento de flujo de pozos horizontales

El punto de partida de cualquier modelo de comportamiento de pozos multilaterales es la predicción del flujo del yacimiento al pozo o rama horizontal. Los modelos del comportamiento de flujo para pozos horizontales que predicen el flujo dentro del pozo como una función de la reducción del yacimiento son usados para este propósito. Para esto existen tres técnicas a usar: métodos analíticos/semianalíticos, el método de línea fuente y la simulación de yacimientos.

Modelos Analíticos de Flujo para Pozos Horizontales

Para derivar un modelo analítico de flujo hacia un pozo horizontal se requiere de suposiciones acerca de las condiciones de frontera del pozo, el régimen de flujo del pozo y las propiedades de los fluidos. En general, estos modelos asumen una presión constante a través del pozo, entonces la caída de presión a lo largo del agujero debería ser más pequeña comparada con la supuesta. Flujo estacionario y pseudoestacionario de una sola fase, también incompresible o de compresibilidad despreciable es también asumido. (Estos modelos pueden ser extendidos para otros sistemas de fluidos).

3.6.2.1 Modelos de estado estacionario.

El modelo de flujo de estado estacionario desarrollado por Joshi(1988) basado en la solución analítica de Borisov fue una de los primero modelos analíticos de afluencia en pozos horizontales y es aun extensamente utilizada. Joshi derivó una ecuación de gasto para un pozo horizontal de longitud L agregando una solución para la resistencia al flujo en el plano horizontal con la solución para la resistencia al flujo en el plano vertical, tomando en cuenta la anisotropía vertical a horizontal.

Considerando un pozo horizontal extendido en la dirección al eje x en un yacimiento de espesor h , donde y es la dirección horizontal perpendicular al eje

del pozo, y **z** es la dirección vertical. Joshi trató separadamente el flujo horizontal en el plano **xy** y el flujo vertical en el plano **yz**. El flujo de dos dimensiones en el plano **xy** para una tubería de longitud **L** tendrá isobaras elípticas en estado estacionario, para suponer un drenaje elíptico con un eje mayor a **2a** (Fig. 3.9c) y una presión constante en las fronteras del radio de drenaje nos da la siguiente ecuación.

$$q_b = \frac{2\pi k_o \Delta p}{\mu B_o \ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right)} \dots\dots\dots (3.4)$$

La cual fue multiplicada por el espesor del yacimiento para aproximar la producción de un plano sumidero. El flujo del plano vertical (plano **yz** Fig. 3.9b) fue aproximado para ser flujo radial de la frontera vertical, localizada a una distancia **h/2** del pozo, donde la presión es asumida presuntamente como la misma que en la frontera elíptica vertical. Estos rendimientos originan;

$$q_b = \frac{2\pi k_o \Delta p}{\mu B \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \dots\dots\dots (3.5)$$

El cual fue multiplicado por el total de la longitud del pozo **L**, en resumen las contribuciones de flujo en el plano **yz** en todo el pozo. Las resistencias al flujo $\Delta P/q$ para los planos **xy** y **yz** fueron entonces agregadas e igualadas para un $\Delta P/q$ para obtener la IP para un yacimiento isotrópico como:

$$q = \frac{2\pi k_H h \Delta p}{\mu B_o \left[\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} \dots\dots\dots (3.6)$$

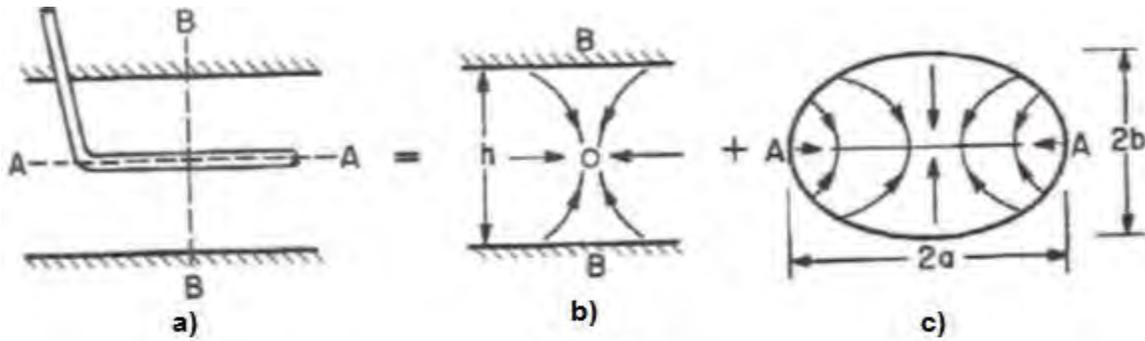


figura 3.9

Diagramas en los diferentes planos del radio de drene.

Para un yacimiento anisótropo, la ecuación (3.6) anterior fue modificada por Joshi y después corregida por Economides(1991) para redefinirla como:

$$q = \frac{k_H h (p_c - p_{wf})}{141.2 \mu B_o \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) \right]} \dots \dots \dots (3.7)$$

Donde la relación anisotropía es definida como:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots \dots \dots (3.8)$$

A lo que llamaremos a la ecuación (3.7) como ecuación de Joshi que esta expresada en unidades de campo (bl/dia) para el gasto de aceite, (md) para la permeabilidad, (pies) para el espesor (psi) para la presión y (cp) para la viscosidad. La clave para dimensionar el yacimiento en la ecuación de Joshi es *a*, la longitud media la elipse de drene en el plano horizontal. El eje menor de la elipse (2*b* en la fig. 3.9c) está compuesta por la especificación de la longitud del pozo y la longitud del eje mayor, 2*a*, desde el fin del pozo hasta el foco de la elipse. Joshi relacionó la dimensión *a* a un radio equivalente cilíndrico igualando el área de la elipse a la de un cilindro de radio *r_e* obteniendo:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \dots\dots\dots (3.9)$$

El modelo de Joshi es derivado para un pozo que está centrado en el volumen de drene, ambos verticalmente y horizontalmente. Joshi presento una modificación al modelo para considerar la excentricidad en el plano vertical. Seleccionar el valor apropiado del parámetro *a*, es una parte importante para la aplicación de esta ecuación. La cual sería seleccionada en base a la mejor información disponible del yacimiento medida en la dirección del pozo (dirección de x) o en la dirección horizontal dirección perpendicular al pozo (dirección de y).

EJEMPLO 3.1.- Un pozo lateral de 2000 pies de longitud está produciendo en un yacimiento de espesor de 50 pies, y tiene un permeabilidad horizontal de 10 md y una permeabilidad vertical de 1 md. El lateral es de 6 pulgadas de diámetro y la región de drene es de 4000 pies de longitud en la dirección del pozo. La presión en la frontera de drene es de 4000 psia, la viscosidad del aceite es de 5 cp, y el factor de volumen de la formación es 1.1.

Construir una ip para este pozo lateral. ¿Cuál es el gasto en el fondo del pozo para una presión de 2000 psia?

Solución: una ip es la presión de fondo fluyendo como una función del gasto q. Para el modelo de joshi, de la ecuación 6 tenemos:

$$p_{wff} = p_e - \frac{141.2qB_o\mu}{k_Hh} \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani}h}{L} \ln \left(\frac{I_{ani}h}{r_w(I_{ani}+1)} \right) \right] \dots\dots\dots (3.10)$$

De la ecuación 3.8 tenemos:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{1}{0.1}} = 3.162, \dots\dots\dots (3.11)$$

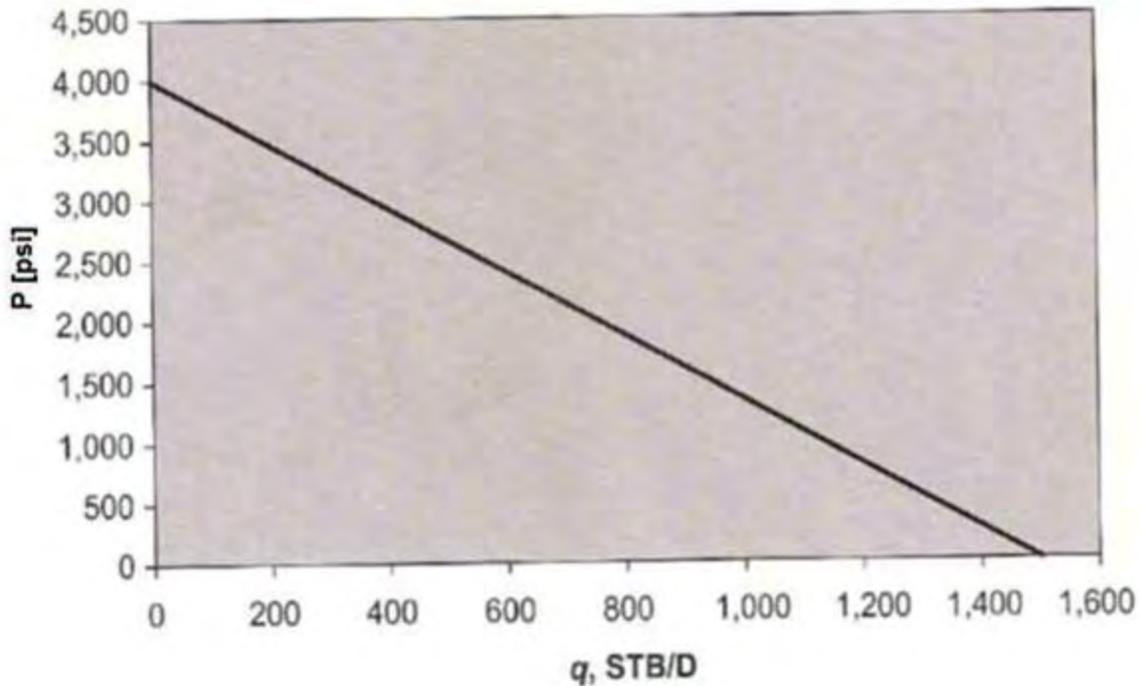
Y a es 2000 pies, una y media la extensión del yacimiento en la dirección del pozo. Sustituyendo en la ecuación 3.10,

$$p_{wf} = 4000 - 1.55q(1.32q(1.32 + 0.079(5.02))) \dots \dots \dots (3.12)$$

Ó

$$p_{wf} = 4000 - 2.66q \dots \dots \dots (3.13)$$

La ip para estado estable para un pozo horizontal es lineal (figura 3.10) como se mostrara en la siguiente figura. El gasto máximo es obtenido con una $P_{wf} = 0$, en este caso el rendimiento es de 1503 bls/D. para una $P_{wf} = 2000$ psi, el gasto es una vez y medio máximo posible, o 750 bls/dia.



IP para estado estable para un pozo

Un factor de daño puede ser agregado a la ecuación de Joshi para considerar el efecto de daño a la formación o los efectos de daño por la terminación. Este factor

de daño es incluido en parte del flujo en el plano yz y, así, es incluido en el segundo término de la ecuación de Joshi.

$$q = \frac{k_H h (p_e - p_{wf})}{141.2 q B_o \mu \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \left(\ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) + s \right) \right)} \dots \dots \dots (3.14)$$

El factor de daño puede ser usado para considerar una terminación y/o efecto de daño, pero no debería ser usado para efectos de penetración parcial, por que el modelo de joshi aun no ha asumido que el pozo esta drenando el yacimiento más allá de los extremos del pozo.

Modelo Furui et al.-Desarrolló un modelo analítico simple para un pozo horizontal en estado estable. El factor de daño causado por los efectos del daño a la formación o la terminación del pozo es incorporado en el modelo. Este modelo supone que el pozo horizontal penetra completamente un yacimiento en forma de caja con las fronteras de la cima y base impermeables como se muestra en la figura 3.11 y presión constante en las fronteras del yacimiento en la dirección de y. el modelo supone que el flujo cerca del pozo es radial y llega a ser lineal más allá de pozo. Así, la caída de presión total puede ser simplemente calculada de la manera siguiente:

$$\Delta p = \Delta p_r + \Delta p_t \dots \dots \dots (3.15)$$

Donde Δp_r y Δp_t son las caídas de presión para las regiones de flujo radial y lineal. De la ley de Darcy en coordenadas radiales, la caída de presión causada por el flujo radial es:

$$\Delta p_r = \frac{q \mu}{2 \pi k L} \ln \left(\frac{r_t}{r_w} \right), \dots \dots \dots (3.16)$$

Donde r_t es el radio exterior del la zona de flujo radial. Similarmente la caída de presión en la zona de flujo lineal es:

$$\Delta p_t = \frac{(q/2)\mu(y_b - y_t)}{khL} \dots\dots\dots (3.17)$$

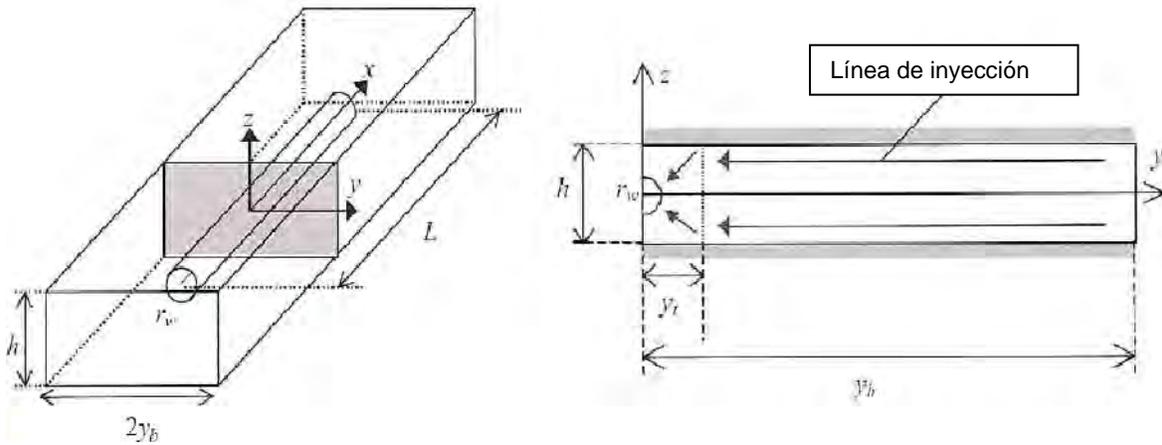


Figura 3.11 Representación de las variables

Donde y_t es la localización de donde comienza la región de flujo lineal, y y_b es la distancia de las fronteras del radio de drene en la dirección del eje y. Basado en la simulación de elemento finito, funciones para r_t y y_t que coincide con el comportamiento de la producción del pozo fue:

$$r_t = y_t \sqrt{2} = \frac{\sqrt{2}}{2} h \dots\dots\dots (3.18)$$

y

$$y_t = h/2 \dots\dots\dots (3.19)$$

Sustituyendo en las ecuaciones 3.16 y 3.17 tenemos:

$$\Delta p_r = \frac{q\mu}{2\pi kL} \ln \left(\frac{h\sqrt{2}}{2r_w} \right) \dots\dots\dots (3.20)$$

y

$$\Delta p_t = \frac{q\mu(y_b - h/2)}{2khL} \dots\dots\dots (3.21)$$

Por lo tanto, una caída de presión total para el flujo en el plano yz al pozo es:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[\ln \left(\frac{h\sqrt{2}}{2r_w} \right) + \pi(y_b/h - 1/2) \right] \dots\dots\dots (3.22)$$

Definiendo el factor de daño en la región de flujo radial como:

$$\Delta p_{skin} = \frac{q\mu}{2\pi kL} s \dots\dots\dots (3.23)$$

La caída de presión total está dada por:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[\ln \left(\frac{h\sqrt{2}}{2r_w} \right) + \pi(y_b/h - 1/2) + s \right] \dots\dots\dots (3.24)$$

ó

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[\ln \left(\frac{h\sqrt{2}}{2r_w} \right) + \pi y_b/h - 1.917 + s \right] \dots\dots\dots (3.25)$$

Resolviendo para q, e incorporando las conversiones para unidades de campo la ecuación nos queda:

$$q = \frac{kL(p_e - p_{wf})}{141.2\mu B_o \left(\ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + \frac{\pi y_b}{h} - 1.917 + s \right)} \dots\dots\dots (3.26)$$

Para un yacimiento anisótropo se escribe:

$$q = \frac{kL(p_e - p_{wf})}{141.2\mu B_o \left(\ln\left(\frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani}+1)}\right) + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} - 1.224 + s \right)} \dots\dots\dots (3.27)$$

Donde k está definido como:

$$k = \sqrt{k_y k_z} \dots\dots\dots (27)$$

Ejemplo 3.2 Modelo de Furui y compañía. Considerar el yacimiento en el ejemplo 3.1 usando el modelo de Furui et al, calcular la producción para una presión de fondo fluyendo de 2000 psi si: (1) el pozo es de 2000 pies y el yacimiento es de 2000 pies de longitud en la dirección del pozo, y (2) el yacimiento es 4000 pies de longitud y el pozo tiene 4000 pies de longitud también. Suponer la distancia de las fronteras del yacimiento perpendiculares al pozo (y_b) es igual a la mitad de la longitud del eje menor de la geometría elíptica de joshi. Comparar resultados con los resultados anteriores del modelo de Joshi.

Solución: ambos problemas son casos con penetración horizontal completa, ya que es la geometría para el modelo de Furui. Más tarde veremos cómo esta restricción puede ser minimizada por este modelo incorporando los efectos de la penetración parcial. Para la geometrías del yacimiento del ejemplo 3.1 con una

longitud de 2000 pies de pozo en una de 4000 pies de longitud del yacimiento, la longitud de b del eje menor del la elipse de drene supuesta por Joshi es $\sqrt{2(1000)}$ pies, ó 1414 pies. Este será usado como la distancia a la frontera del yacimiento. Y_b . La permeabilidad media utilizada en la ecuación de Furui es $\sqrt{10}$ ó 3.16.

Para el caso 1, aplicando la ecuación 3.15 tenemos:

$$q = \frac{(3.16 \text{ md})(2000 \text{ pies})(2000 \text{ psi})}{141.2(5 \text{ cp})(1.1) \left(\ln \left[\frac{(50)(3.162)}{(0.25)(3.162+1)} \right] + \frac{\pi(1414 \text{ pies})}{(50)(3.162)} - 1.224 \right)} \dots\dots\dots(3.29)$$

ó

$$q = 511 \text{ Bls/D} \dots\dots\dots(3.30)$$

Para el caso 2 la única diferencia es que la longitud del pozol es el doble, y así, la predicción del gasto es el doble para el caso 2, es decir, $q=1,022 \text{ Bls/D}$. El resultado de la ecuación de Joshi para una longitud de pozo de 2000 pies y 4000 pies de longitud del yacimiento es aproximadamente la mitad de los dos casos de penetración total para 2000 pies y 4000 pies de longitud de yacimiento.

Modelo de Butler.- Butler presento la ecuación para ip para estado estable para un pozo con penetración completa localizado en medio de las fronteras superior e inferior, basado en la imagen de la solución de superposición de pozos presentado por Muskat. Reordenado para la forma análoga del modelo de Furui, la ecuación de Butler para un yacimiento de permeabilidad isotrópica es:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[\ln \left(\frac{h}{r_w} \right) + \pi y_b/h - 1.84 + s \right] \dots\dots\dots(3.31)$$

Ó resolviendo para q e incorporando las unidades de campo,

$$q = \frac{kL(p_e - p_{wf})}{141.2\mu B_o \left(\ln \left(\frac{h}{r_w} \right) + \frac{\pi y_b}{h} - 1.84 + s \right)} \dots\dots\dots(3.32)$$

Comparando estas ecuaciones con el modelo de Furui, vemos que solo la diferencia está en la constante en el denominador de 1.84 en el modelo de Butler y 1.917 en el modelo de Furui. Para un yacimiento anisótropo, Butler derivó

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kl} \left[I_{ani} \left\{ \ln \left[\frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani}+1)} \right] + \frac{\pi y_b}{I_{ani}h} - 1.14 + s \right\} \right] \dots\dots\dots(3.33)$$

ó

$$q = \frac{k_h L (p_e - p_{wf})}{141.2 \mu B_o \left(I_{ani} \ln \left(\frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani}+1)} \right) + \frac{\pi y_b}{h} - 1.14 + s \right)} \dots\dots\dots(3.34)$$

Butler también presentó una solución para un pozo vertical fuera del centro. Para este caso en un yacimiento isotrópico, para un pozo localizado a una distancia b de las fronteras superior e inferior del yacimiento.

$$\Delta p = \Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left[\ln \left(\frac{h}{r_w \sin(\pi b/h)} \right) + \pi y_b/h - 1.84 + s \right] \dots\dots\dots(3.35)$$

Ó, en unidades de campo,

$$q = \frac{k_H L (p_e - p_{wf})}{141.2 \mu B_o \left(\ln \left(\frac{h}{r_w \sin(\pi b/h)} \right) + \frac{\pi y_b}{h} - 1.84 + s \right)} \dots\dots\dots(3.36)$$

Cada una se convierte para un caso anisótropo

$$q = \frac{k_{HL}(p_e - p_{wf})}{141.2\mu B_o \left(I_{ani} \ln \left(\frac{h I_{ani}}{r_w (I_{ani} + 1) \sin(\pi b/h)} \right) + \frac{\pi y b}{h} - 1.14 + s \right)} \dots\dots\dots (3.36)$$

Note que esta ecuación usa la permeabilidad horizontal in el numerador, en vez de la permeabilidad promedio definida por la ecuación 3.28, una fue usada en el modelo de Furui. Si k_h es remplazada por k usando la ecuación 3.28, los dos modelos son idénticos excepto por la constante de 1.14 en el modelo de Butler, el cual es 1.224 en el modelo de Furui.

Ambos modelos son originalmente derivados para una penetración completa de un pozo horizontal. Sin embargo, otros modelos también pueden ser usados para una penetración parcial en un pozo horizontal agregando el factor de daño de penetración desarrollado por Babu y Odeh para el término de factor de daño añadido a estos modelos.

3.6.2.2 Modelos para estado pseudoestacionario

Los modelos pseudoestacionarios de IP presumen que el comportamiento es delimitado por las fronteras impermeables y que la presión declina de una manera uniforme en el yacimiento.

Modelo de Babu y Odeh.- En el modelo de Babu y Odeh, el sistema físico es un área de drene en forma de caja con un pozo horizontal de radio r_w y longitud de $L(x_2-x_1)$, puesto paralelo a la dirección de x , como se muestra en la figura 3.12. El yacimiento tiene una longitud en la dirección de x de b , un ancho en la dirección perpendicular al pozo (dirección de y) de a , y un espesor de h .

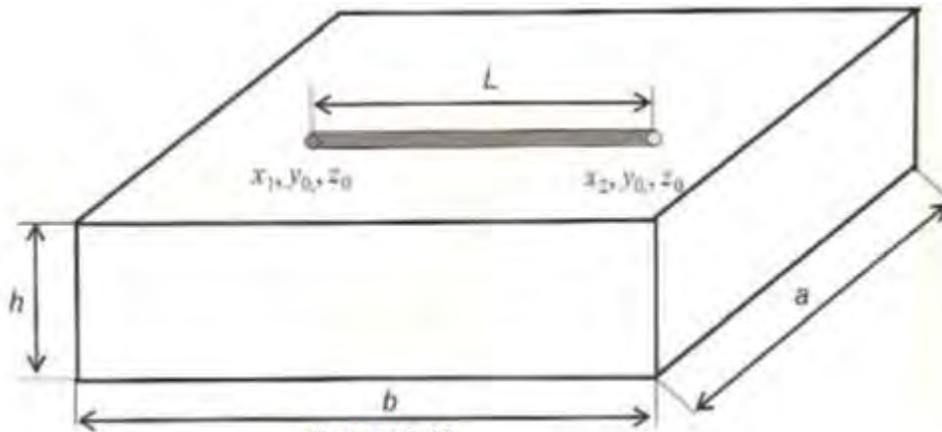


figura 3.12

Modelo de Babu y Odeh que representa un área de drene

El pozo puede estar localizado arbitrariamente en este yacimiento, excepto que el pozo debe estar en la dirección de x , y el pozo no puede estar demasiado cerca de cualquier frontera. La localización del pozo está definida por la ubicación específica del talon del pozo como en el x_0, y_0 y z_0 relativamente al origen localizado en una esquina del yacimiento.

El modelo de Babu y Odeh está basado en flujo radial en el plano yz , con la desviación del área de drene de una forma circular en este plano representado por un factor geométrico, y el flujo más allá del fondo del pozo en la dirección de x representado con un factor de penetración parcial, note que el factor geométrico

Babu y Odeh es relacionado a la comúnmente utilizada forma de Dietz, así, la ecuación ip para Babu y Odeh es:

$$q = \frac{\sqrt{k_y k_z} (\bar{p} - p_{wf})}{141.2 \mu B_o \left(\ln \left(\frac{A^{0.5}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + s_R + \left(\frac{b}{L} \right) s \right)} \dots \dots \dots (3.38)$$

En la ecuación 3.38, **A** es el área de drene, **C_h** es el factor de forma, **s_r** es la penetración parcial de daño y **s** es cualquier otro factor de daño, tal como los efectos del daño por la terminación del pozo o factor de daño. El factor de forma, **C_h**, cuenta para la desviación de la forma del área de drene cilíndrica y la desviación de la localización del pozo del centro del sistema. El daño de penetración parcial, **s_r**, que cuenta para el flujo del yacimiento más allá de los extremos del pozo en la dirección de **x**, y esta es igual a cero para una penetración completa del pozo horizontal.

El corazón del modelo de Babu y Odeh son los procedimientos para calcular el factor de forma y el factor de daño por penetración parcial. Estos parámetros fueron obtenidos por la simplificación de la solución de la ecuación de difusión para un yacimiento con geometría en forma de paralelepípedo y comparándolo con la ecuación ip supuesta de la ecuación 3.38. Babu y Odeh resolvió la ecuación de difusividad en 3D con un pozo de condición frontera y flujo constante a través del pozo y sin flujo a través de las fronteras del yacimiento usando la aproximación de Green. De esta manera, las correlaciones de flujo para el factor de forma y el factor de daño por penetración parcial fueron obtenidas.

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x} \left[\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left(\frac{y_0}{a} \right)^2 \right]} - \ln \left(\operatorname{sen} \frac{\pi z_0}{h} \right) - 0.5 \ln \left[\left(\frac{a}{h} \right) \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right] - 1.088 \dots \dots \dots (3.39)$$

Ó en términos de la anisotropía, I_{ani} tenemos:

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{I_{ani} h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x} \left[\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left(\frac{y_0}{a} \right)^2 \right]} - \ln \left(\text{sen} \frac{\pi z_0}{h} \right) - 0.5 \ln \left[\left(\frac{a}{h I_{ani}} \right) \right] - 1.088 \dots \dots \dots (3.40)$$

S_R es evaluado para dos diferentes casos, dependiendo de las dimensiones horizontales del yacimiento. El primer caso es un yacimiento relativamente ancho ($a > b$), el segundo caso es para un yacimiento largo ($b > a$). Los criterios particulares para el caso 1 son:

$$\frac{a}{\sqrt{k_y}} \geq 0.75 \frac{b}{\sqrt{k_x}} > 0.75 \frac{h}{\sqrt{k_z}} \dots \dots \dots (3.41)$$

Entonces

$$S_R = P_{xyz} + P'_{xy} \dots \dots \dots (3.42)$$

Donde

$$p_{xyz} = \left(\frac{b}{L} - 1 \right) \left[\ln \frac{b}{L} + 0.25 \ln \frac{k_x}{k_z} - \ln \left(\text{sen} \frac{\pi z}{h} \right) - 1.84 \right] \dots \dots \dots (3.43)$$

Y

$$P'_{xy} = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left\{ F \left(\frac{L}{2b} \right) + 0.5 \left[F \left(\frac{4x_{mid} + L}{2b} \right) - F \left(\frac{4x_{mid} - L}{2b} \right) \right] \right\} \dots \dots \dots (3.44)$$

Donde x_{mid} es la coordenada x del punto medio del pozo,

$$x_{mid} = \frac{x_1+x_2}{2} \dots\dots\dots(3.45)$$

Y

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = -\left(\frac{L}{2b}\right) \left[0.145 + \ln\left(\frac{L}{2b}\right) - 0.137\left(\frac{L}{2b}\right)^2\right] \dots\dots\dots(3.46)$$

$F(4x_{mid} + L/2b)$ y $F(4x_{mid} - L/2b)$ en la ecuación son evaluados como lo siguiente. Si los valores de $(4x_{mid} - L/2b)$ y $(4x_{mid} + L)$ son menores o iguales a 1, entonces $F[(4x_{mid} + L)/2b]$ y $F[(4x_{mid} - L)/2b]$ son calculados con la ecuación 3.46 con el argumento de $L/2b$ remplazado por $F[(4x_{mid} + L)/2b]$ y/o $F[(4x_{mid} - L)/2b]$. De otra manera si $(4x_{mid} - L)/2b$ y $(4x_{mid} + L)2b$ son mayores que 1 entonces $F[(4x_{mid} + L)/2b]$ y $F[(4x_{mid} - L)/2b]$ son calculados por:

$$F(x) = (2 - x)[0.145 + \ln(2 - x) - 0.137(2 - x)^2] \dots\dots\dots(3.47)$$

Donde x es también $(4x_{mid} - L)/2b$ ó $(4x_{mid} + L)/2b$

Los criterios para el Caso 2 son

$$\frac{b}{\sqrt{k_x}} \geq 1.33 \frac{a}{\sqrt{k_y}} > \frac{h}{\sqrt{k_z}} \dots\dots\dots(3.48)$$

Para este caso,

$$S_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy} \dots\dots\dots(3.49)$$

Donde

$$P_y = \frac{6.28b^2 \sqrt{k_x k_z}}{ah k_y} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{x_{mid}}{b} + \frac{x_{mid}^2}{b^2} \right) + \frac{L}{24b} \left(\frac{L}{b} - 3 \right) \right] \dots\dots\dots(3.50)$$

Y

$$P_{xy} = \left(\frac{b}{L} - 1\right) \left(\frac{6.28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}\right) \left(\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \frac{y_0^2}{a^2}\right) \dots\dots\dots(3.51)$$

Donde P_{xyz} en la ecuación 48 es la misma como se definió en la ecuación 3.43.

Ejemplo 5.3: Modelo Babu y Odeh considerar otra vez el yacimiento de 4000 pies de largo descrito en los ejemplos anteriores. Para un pozo horizontal de 2000 pies centrado en el yacimiento como en el ejemplo 1 y la anchura, a es de 1414 pies, ¿cuál es la razón de producción predicha por el modelo de Babu y Odeh si la presión de yacimiento promedio es de 4000 psia y la presión de fondo fluyendo es de 2000 psi? Suponer que todos los demás parámetros son los mismos que en los ejemplos anteriores.

Solución. Para el pozo centrado en el yacimiento de Babu y Odeh en forma de caja dado que la longitud del yacimiento b , es 4000 pies, el ancho del yacimiento a es 2828 pies, y la altura h es 50 pies, los extremos del pozo son $x_1 = 1000$ pies y $x_2 = 3000$ pies y $x_{mid} = 2000$ pies, y $z_0 = 25$ pies, y $y_0 = 1414$ pies. Otro dato necesario de los ejemplos anteriores es la permeabilidad de 10 md ($k_x = k_y$) y la permeabilidad vertical k_z es 1 md, el pozo lateral tiene 6 pg de diámetro, el aceite tiene una viscosidad de 5 cp, y el factor de volumen de formación es 1.1 y $I_{ani} = 3.16$.

Primero, calculamos el factor de forma, $\ln C_h$, usando la ecuación 3.40:

$$\ln C_H = 6.28 \frac{2828 \text{ pies}}{(3.16)(50 \text{ pies})} \left[\frac{1}{3} - \frac{1414 \text{ pies}}{2828 \text{ pies}} + \left(\frac{1414 \text{ pies}}{2828 \text{ pies}}\right)^2 \right] - \ln \left(\text{sen} \frac{\pi(25 \text{ pies})}{50 \text{ pies}} \right) - 0.5 \ln \left[\frac{2828 \text{ pies}}{(3.16)(50 \text{ pies})} \right] - 1.088 \dots\dots\dots(3.52)$$

La cual nos da:

$$\ln C_H = 6.83 \dots\dots\dots(3.53)$$

Checando la condición para cada caso para calcular el daño por penetración parcial, sabemos que a es 1414 pies y b es 4000 pies,

$$\frac{4000 \text{ pies}}{\sqrt{10 \text{ md}}} \geq 1.33 \frac{1414 \text{ pies}}{\sqrt{10 \text{ md}}} > \frac{50 \text{ pies}}{\sqrt{1 \text{ md}}} \dots\dots\dots(3.54)$$

Entonces el caso 2 es el que aplica (yacimiento alargado).

Usando las 3.43 y 3.49 y 3.51 tenemos:

$$P_{xyz} = \left(\frac{4000 \text{ pies}}{2000 \text{ pies}} - 1 \right) \left[\ln \frac{50 \text{ pies}}{0.25 \text{ pies}} + 0.25 \ln 10 - \ln \left(\text{sen} \left(\frac{\pi 25 \text{ pies}}{50 \text{ pies}} \right) \right) \right] -$$

$$1.84 = 4.03 \dots\dots\dots(3.55)$$

$$P_y = \frac{6.28(4000 \text{ pies})^2}{(2828 \text{ pies})(50 \text{ pies})} \frac{\sqrt{(10 \text{ md})(1 \text{ md})}}{(10 \text{ md})} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{2000 \text{ pies}}{4000 \text{ pies}} + \frac{(2000 \text{ pies})^2}{(2000 \text{ pies})^2} \right) \right.$$

$$\left. + \frac{2000 \text{ pies}}{24(4000 \text{ pies})} \left(\frac{2000 \text{ pies}}{4000 \text{ pies}} - 3 \right) \right]$$

$$= 7.02 \dots\dots\dots(3.56)$$

Y

$$P_{xy} = \left(\frac{4000 \text{ pies}}{2000 \text{ pies}} - 1 \right) \left(\frac{6.28(2828 \text{ pies})}{50 \text{ pies}} \sqrt{\frac{1 \text{ md}}{10 \text{ md}}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{1414 \text{ pies}}{2828 \text{ pies}} + \frac{(1414)^2}{(2828)^2} \right)$$

$$= 9.36 \dots\dots\dots(3.57)$$

Entonces de la ecuación 3.49

$$s_R = 4.03 + 7.02 + 9.36 = 20.4 \dots\dots\dots(3.58)$$

La razón de flujo para las condiciones dadas es la calculada con la ecuación 3.38

$$q = \frac{\sqrt{(10 \text{ md})(1 \text{ md})(4000 \text{ pies})(4000 \text{ psia} - 2000 \text{ psia})}}{141.2(1.1)(5.5 \text{ cp}) \left[\ln \left(\frac{\{(2828 \text{ pies})(50 \text{ pies})\}^{0.5}}{0.25 \text{ pies}} \right) + 2.5 - 0.75 + 20.41 \right]}$$

$$= 963 \text{ Bls}/D \dots \dots \dots (3.59)$$

La razón obtenida es cercana a la calculada para un pozo con penetración completa en un yacimiento de 4000 pies usando el modelo de Furui et al. Este resultado es en gran medida coincidente, sin embargo, como las condiciones son diferentes en dos formas importantes. Primero, el ejemplo del modelo de Furui asumió un pozo de penetración completa (4000 pies) mientras que aquí asumimos una longitud de pozo 2000 pies. Segundo el modelo de Babu y Odeh es para condiciones pseudo-estacionarias, entonces la presión media del yacimiento fue 4000 pies mientras que la presión en el modelo de Furui era de 4000 pies pero en las fronteras del yacimiento.

Modelo de Goode y Kuchuc. Ellos presentaron un modelo de IP obtenido por resolución de un problema de dos dimensiones del flujo a través de una fractura que es la altura total del yacimiento, entonces contando para la convergencia de flujo en la dirección de z con daño por penetración parcial en la dirección de **z**. Se asume flujo uniforme. El modelo contiene sumatorias infinitas, por lo que es un tanto más difícil de manejar que el modelo de Babu y Odeh.

Modelo de Helmy y Watternbarger. Ellos extendieron el trabajo de Babu y Odeh para el caso de presión de fondo uniforme mediante la determinación de correlaciones para el factor de forma y el factor de daño por penetración parcial para este caso. Ellos también modificaron el daño por penetración parcial del modelo de Babu y Odeh para el caso de flujo uniforme. La correlación fue desarrollada mediante el uso de las correlaciones de Babu y Odeh, agregando algunas constantes empíricas, y después encontrando en esas ecuaciones las

constantes que dieron las mejores aproximaciones para los resultados de la simulación.

Usando el índice de productividad j y usando el factor de forma de Dietz, la ecuación de Helmy y Wattenbarger es:

$$J = \frac{k_{eq} b_{eq}}{141.2 B \mu \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4 A_{eq}}{\gamma r^2} - \frac{1}{2} \ln C_A + s_R \right) \right)} \dots \dots \dots (3.60)$$

Como de costumbre, efectos del factor de daño o de terminación pueden ser incluidos mediante la adición de un término adicional en el denominador. Para el caso de flujo uniforme, el factor de forma esta dado por:

$$\ln C_A = 4.485 - \left[4.187 - 12.56 \left(\frac{y_{weq}}{a_{eq}} \right) + 12.56 \left(\frac{y_{weq}}{a_{eq}} \right)^2 \right] \left(\frac{a_{eq}}{h_{eq}} \right) + 2.0 \ln \left(\text{sen} \left(\frac{\pi z_{weq}}{h_{eq}} \right) \right) + \ln \left(\frac{a_{eq}}{h_{eq}} \right) \dots \dots \dots (3.61)$$

Y el factor de daño por penetración parcial s_R es,

$$s_R = \left(\left(\frac{b_{eq}}{L_{eq}} \right)^{0.858} - 1 \right) (A + B) \dots \dots \dots (3.62)$$

Donde

$$A = -0.025 + 0.022 \ln C_A - 3.78 \ln \left(\frac{h_{eq}}{a_{eq}} \right) \dots \dots \dots (3.63)$$

Y

$$B = \frac{1.289 - 4.751\left(\frac{x_{weq}}{b_{eq}}\right) + 4.652\left(\frac{x_{weq}}{b_{eq}}\right)^2 + 1.654\left(\frac{L_{eq}}{b_{eq}}\right) - 1.718\left(\frac{L_{eq}}{b_{eq}}\right)^2}{\left(\frac{h_{eq}}{a_{eq}}\right)\left(\frac{a_{eq}}{b_{eq}}\right)^{1.472}} \dots\dots\dots (3.64)$$

Para el caso de presión de fondo uniforme,

$$\ln C_A = 2.607 - \left[4.74 - 10.353\left(\frac{y_{weq}}{a_{eq}}\right)^{1.115} + 915\left(\frac{y_{weq}}{a_{eq}}\right)^{2.838} \right] \left(\frac{a_{eq}}{h_{eq}}\right) + 1.81 \ln \left(\text{sen} \left(\frac{\pi z_{weq}}{h_{eq}} \right) \right) + 2.056 \ln \left(\frac{a_{eq}}{h_{eq}} \right) \dots\dots\dots (3.65)$$

Y factor de daño por penetración parcial, s_R es:

$$s_R = \left(\left(\frac{b_{eq}}{L_{eq}} \right)^{1.253} - 1 \right) (A + B) \dots\dots\dots (3.66)$$

Donde

$$A = 2.894 + 0.003 \ln C_A - 0.453 \ln \left(\frac{h_{eq}}{a_{eq}} \right) \dots\dots\dots (3.67)$$

Y

$$B = \frac{0.388 - 1.278\left(\frac{x_{weq}}{b_{eq}}\right) + 0.715\left(\frac{x_{weq}}{b_{eq}}\right)^2 + 1.278\left(\frac{L_{eq}}{b_{eq}}\right) - 1.215\left(\frac{L_{eq}}{b_{eq}}\right)^2}{\left(\frac{h_{eq}}{a_{eq}}\right)\left(\frac{a_{eq}}{b_{eq}}\right)^{1.711}} \dots\dots\dots (3.68)$$

En estas ecuaciones, el subíndice **eq** denota las variables transformadas usadas para describir un yacimiento anisótropo.

Correlaciones de Pozos Horizontales para Dos Fases.

Parecido a los pozos verticales, la relación analítica para dos fases en pozos horizontales no están disponibles por la complejidad de las permeabilidades relativas y la variación de la distribución de fases en el yacimiento. Correlaciones dirigidas por las ecuaciones de Vogel han sido usadas para cálculos de IPR de dos fases para pozos verticales y los métodos han sido adoptados para aplicaciones a pozos horizontales.

En 1968, Vogel presento la ecuación empírica para estimar la IPR para dos fases en pozos verticales, la ecuación empírica es:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \dots\dots\dots(3.69)$$

Donde p_{wf} y \bar{p} son la presión de fondo fluyendo y la presión promedio de yacimiento respectivamente, $q_{o\max}$ es el gasto máximo a la máxima caída ($p_{wf} = 0$) para una sola fase de aceite. La correlación ha sido usada ampliamente y exitosamente para estimar el IPR para dos fases en pozos verticales. Los modelos para IPR para pozo horizontal siguen la ecuación original de Vogel.

Correlación de Bendakhlia y Aziz. Ellos desarrollaron un modelo en 1989 para pozos horizontales basados en la ecuación de Vogel. Ellos presentaron la ecuación empírica para calcular el flujo en pozos horizontales en dos fases como:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left(1 - V \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - (1 - V) \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right)^n \dots\dots\dots(3.70)$$

Ellos modificaron la ecuación de Vogel reemplazando las constantes 0.2 y 0.8 con un parámetro, V y agregando el exponente n a la ecuación original. Estos parámetros V y n como muestra en la figura 5.6 son funciones del factor de recuperación del yacimiento. Esta ecuación fue generada por el ajuste de la curva

generada por la simulación numérica. Las curvas de IPR fueron diferentes para cada factor de recuperación por que como se ha mencionado V y n son dependientes del factor de recuperación.

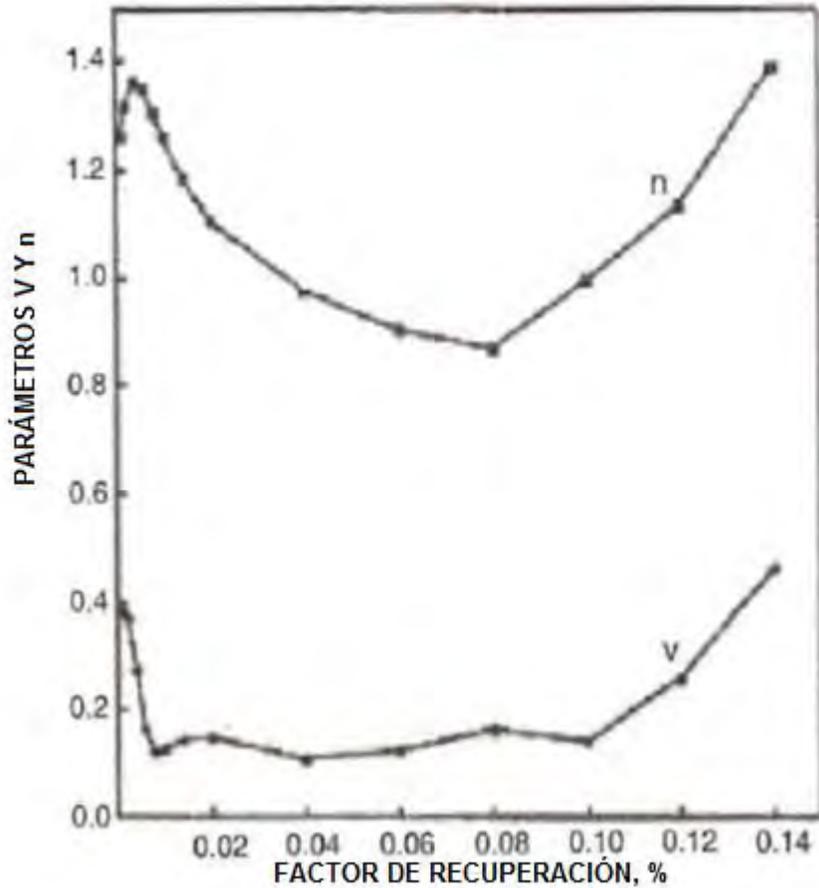


figura 3.13

Parámetros en la correlación de Bendakhila y Aziz.

Correlación de Cheng. Cheng desarrolló una ecuación para calcular el aporte para pozos inclinados. Su ajuste de curva de datos fue obtenido de una simulación de yacimientos para pozos inclinados y horizontales. Su ecuación empírica fue presentada como:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 0.9885 - 0.2055 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 1.1818 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \dots\dots\dots(3.71)$$

El modelo de simulación de Cheng uso fronteras de yacimiento rectangulares con un pozo inclinado u horizontal en el centro del yacimiento. Se supuso un

yacimiento homogéneo e isotrópico con saturación de agua constante. El pozo estuvo produciendo a condiciones pseudo-estacionarias. El modelo de Cheng mantuvo los mismos exponentes para el término de la razón de presión $\left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}}\right)$ como en la correlación de Vogel, pero se modificaron las constantes en la ecuación para ajustar mejores resultados en la simulación de yacimientos.

Correlación de Retnanto y Economides. Ellos presentaron un modelo para estimar la IPR para dos fases en pozos horizontales. Mediante la aplicación de técnicas de regresión no lineal de curvas de IPR, la ecuación empírica que se ajustó a los resultados de la simulación fue dada por:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.25 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}}\right) - 0.75 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}}\right)^n \dots\dots\dots(3.72)$$

Donde

$$n = \left(-0.27 + 1.46 \frac{\bar{p}}{p_b} - \left(\frac{\bar{p}}{p_b}\right)^2\right) (4 + 1.66E^{-3} p_b) \dots\dots\dots(3.73)$$

En esta ecuación, p_b es la presión de burbuja. La correlación de Retnanto y Economides modificaron ambos exponentes en la ecuación original de Vogel para ajustar la cuestión de los efectos de las propiedades de los fluidos y las condiciones del yacimiento en un IPR de dos fases. La ecuación 3.73 nos muestra que n es una función de la presión de burbuja del fluido, en el rango normal de incrementos de presiones de burbuja, como la presión de burbuja incrementa, el exponente n también incrementa, implicando un comportamiento no lineal de dos fases. Este modelo tiene una limitación del rango que puede ser aplicado. Cuando la relación $\left(\frac{\bar{p}}{p_b}\right)$ es pequeña, n podría ser menor que 1, e incluso negativo.

Correlación de Vogel modificada para pozos horizontales. Kabir presento un método para estimar la $q_{0\max}$ para pozos horizontales. Para calcular $q_{0\max}$, diferencio la no dimensión de IPR y calculó $q_{0\max}$ en términos del índice de productividad. La diferenciación de Vogel nos da:

$$-\frac{dq_0}{dp_{wf}} = q_{max} \left(0.2 \frac{1}{\bar{p}} + 1.6 \frac{p_{wf}}{(\bar{p})^2} \right) \dots \dots \dots (3.74)$$

Donde $-\frac{dq_0}{dp_{wf}}$ es definido como el índice de productividad J, el cual tiene el máximo valor cuando p_{wf} es igual a \bar{p} . Entonces el máximo índice de productividad para cada modelo puede escribirse como:

$$J = q_{max} \left(1.8 \frac{1}{\bar{p}} \right) \dots \dots \dots (3.75)$$

Kabir sugirió que q_0 max puede ser evaluado usando la ecuación 3.75, donde J es calculado de un expresión analítica para una sola fase en un pozo horizontal tal como el modelo de Babu y Odeh.

Las correlaciones modificadas de Vogel vistas anteriormente fueron comparadas contra los resultados de una simulación para diferentes factores de recuperación. En la figura 3.14 nos muestra la comparación de los resultados.

La correlación Bendakhlia y Aziz la cual considera el efecto del factor de recuperación en el comportamiento de la IPR, nos da resultados muy aproximados a la correlación modificada de Vogel, la cual no considero el efecto del factor de recuperación, especialmente en altos factores de recuperación. El modelo de cheng tiene la mayor desviación comparado con los resultados de la simulación a bajos factores de recuperación. En general el modelo de cheng sobrestima la producción de aceite a bajos factores de recuperación.

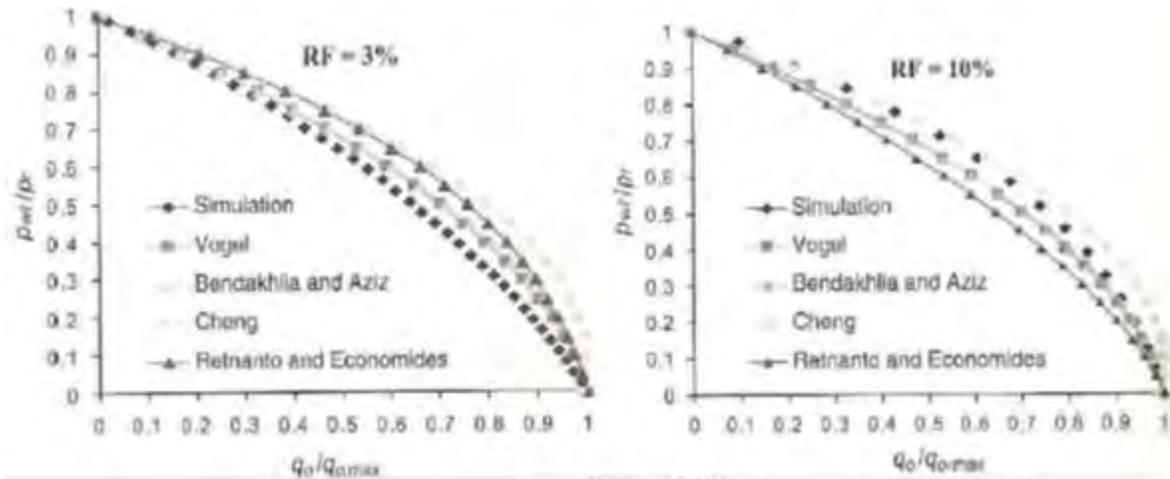


figura 3.14

Gráficas comparativas de las correlaciones

3.7 Comportamiento de flujo en el pozo

Probablemente la diferencia más importante entre predecir el comportamiento de un pozo multilateral comparado con predecir el comportamiento de un pozo sencillo es que las condiciones de flujo del pozo se acoplan al comportamiento de flujo de todos los laterales.

Para la terminación de un pozo sencillo, la construcción de un índice de productividad Relativo (IPR) puede ser usada para describir la capacidad de producción del yacimiento; una evaluación independiente del flujo en las tuberías puede después ser combinada con la IPR para predecir la capacidad de aporte del pozo. En cambio con un pozo multilateral este enfoque no es posible, porque el flujo del pozo proveniente de uno de los laterales afecta las condiciones de presión en todos los otros laterales. Por esta razón, las condiciones de flujo del pozo son una parte crítica de un sistema de pozo multilateral, y deben ser modeladas simultáneamente con el flujo del yacimiento

Como una forma de estudio más sencilla acerca del comportamiento de flujo de un pozo multilateral es mejor dividir la terminación de un pozo multilateral en tres partes:

1. Los laterales: definidos como la región del pozo que se encuentra abierta al yacimiento.
2. Las secciones construidas: las porciones del pozo que conectan los laterales al pozo principal o hacia otros laterales, pero no están abiertas al yacimiento.
3. El pozo principal: es la parte del pozo a la cual los laterales están unidos, y el cual incluye también el pozo desde la más elevada unión hasta la cabeza del pozo.

3.7.1 Caídas de presión en los laterales

En muchos casos, las caídas de presión en el lateral por sí mismas son insignificantes comparadas con las reducciones en el yacimiento, para estos casos la caída de presión en el lateral puede ser ignorada y una presión constante a lo largo del lateral es asumida.

Sin embargo, si la productividad del yacimiento es suficientemente alta para crear relativamente altos gastos de flujo en los laterales, si la disminución de presión es pequeña (una práctica común es minimizar la conificación o crestación de agua) o si el pozo presenta variaciones, creando pérdida de energía potencial debido a caídas de presión en flujo multifásico, deberá considerarse dichas caídas de presión dentro de los cálculos.

Calcular las caídas de presión a través de la sección productora de un lateral difiere de los cálculos estándares de flujo en tuberías debido a que el flujo proveniente del yacimiento hacia la tubería afecta las caídas de presión. Este efecto está generalmente incluido por la alteración del valor estándar del factor de fricción para tuberías no porosas.

3.7.2 Perfiles de presión en las secciones construidas y el pozo principal

La diferencia crítica entre el comportamiento de un pozo horizontal convencional y un pozo multilateral es el hecho de que el flujo del pozo proveniente de cada lateral se une al comportamiento de producción de cada uno de los laterales cuando se encuentran mezclando la producción dentro del pozo principal.

Además, los perfiles de presión en las secciones construidas de los laterales y en los pozos principales deben ser predichos con precisión a fin de evaluar el comportamiento de un pozo multilateral. Como en cualquier problema de flujo en tuberías, diversos grados de complejidad pueden ser considerados, dependiendo principalmente de las fases presente en el pozo.

Tres aspectos del incremento de la complejidad son:

1. Si se asume que los fluidos dentro del pozo tienen la misma densidad constante como los fluidos del yacimiento y los efectos de energía cinética o de fricción son insignificantes. Esta suposición es hecha en algunos de los métodos de solución línea fuente o sumidero (Ouyang y Aziz 2010) y resulta en la capacidad de reemplazar la presión del pozo con el potencial del yacimiento. Si el gradiente hidrostática en el pozo es el mismo que el

gradiente hidrostática de la formación, entonces todos los cálculos pueden ser hechos en términos de potencial, y consideraciones no explícitas de efectos hidrostáticos del pozo son necesarios. Esto es probablemente una suposición pobre si el flujo en el pozo no es de una sola fase.

2. Calcular los perfiles de presión a lo largo de la sección construida, asumiendo una sola fase de flujo de líquido o gas. Para un pozo de aceite, es válida si la presión a través de la sección construida está por encima del punto de burbuja y no hay producción de agua. En el caso de gas la presencia de una fase de agua o condensado está siendo considerada, cuando dichas suposiciones son válidas una serie de ecuaciones básicas pueden ser utilizadas para calcular los perfiles de presión a través de las secciones construidas.
3. En general, 2 o tres fases de flujo existen en la sección construida, y correlaciones de flujo multifásicas deben ser aplicadas para calcular los perfiles de presión. Hay muchas correlaciones de uso común para este propósito; sin embargo, la mayoría fueron desarrolladas ya sea para flujo vertical o para flujo horizontal. Y en una sección construida, la inclinación de la tubería es por naturaleza no horizontal ni vertical, pero a menudo varía entre estos dos extremos. Algunos tipos de correlaciones que son apropiadas para este tipo de casos son correlaciones como la de Beggs y Brill (1973) y la correlación de Gómez y compañía (2000).

3.8 Capacidad de aporte de un pozo multilateral

La capacidad de aporte de un pozo es definida como la relación entre la presión de superficie y el gasto en superficie. Para un pozo multilateral, esta relación

también incluye la distribución de gastos proveniente de cada lateral como una función de la presión de superficie (la distribución de flujo entre los laterales). Para predecir la capacidad de aporte de un pozo multilateral, un modelo de IPR del yacimiento necesita ser resuelto simultáneamente con un modelo de flujo del pozo.

Los horizontales laterales en pozos multilaterales son tan largos como la capacidad que tengan de aumentar sus gastos; además algunas veces las caídas de presión en los laterales horizontales pueden ser significativas. Para calcular las caídas de presión dentro del lateral horizontal, es necesario conocer el gasto proveniente del yacimiento al pozo, y viceversa para conocer el gasto proveniente del yacimiento para los cálculos de presión del pozo, se necesita conocer la presión de fondo fluyendo, el cual viene de los cálculos de caídas de presión dentro del lateral.

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

4.1 Introducción

El objetivo del desarrollo de los campos de aceite y gas es el aumento de la producción, la máxima recuperación de hidrocarburos, el incremento de las reservas, además de la reducción de los costos de operación y la minimización de riesgo por incertidumbre. El análisis técnico económico de los diferentes escenarios es esencial en la toma de decisiones en el desarrollo de un campo petrolero, con la introducción de los pozos laterales se ha incrementado la inversión en equipos de perforación pero también estos incrementan las producciones lo que con el tiempo los van haciendo rentables, en este capítulo analizaremos cómo se comportan los costos de los pozos multilaterales de acuerdo a las necesidades del cliente y así poder hacer un análisis económico adecuado.

4.2 Costos de los pozos multilaterales

El costo de la perforación y terminación de los pozos direccionales depende directamente de tipo de terminación y tipo de unión con el cual se va a terminar el pozo pues las operaciones son más costosas conforme van subiendo los niveles de terminación mencionados en capítulos anteriores, siendo el nivel 1 la terminación menos compleja y costosa y por lo tanto la más requerida y el nivel 6 mucho más complejo y por lo tanto menos utilizado en el mundo lo que lo hace más caro. Estos niveles de terminaciones son importantes porque no todos los pozos multilaterales requieren de los mismos requerimientos, pasos operacionales, características ó perfiles de riesgo.

Para tener una idea, es útil para entender la corriente de los costos que los diferentes diseños de terminación tienen, dependen y varían de acuerdo al los diámetros de las TR's, juntas a utilizar, ubicación geográfica y el alcance del pozo.

En una evaluación económica de pozos multilaterales, hay que considerar las ventajas y desventajas económicas, algunos de estos puntos de mayor importancia son:

Ventajas

- Incremento en la exposición del yacimiento.
- Incremento en la conectividad por área.
- Reduce la conificación y el arrastre de arena.
- Incremento en la eficiencia de barrido.
- Ahorro del pozo original si este existe.
- Aumento en la capacidad de aporte por ramal.
- Reducción de instalaciones de superficie tanto marinas como terrestres
- Incremento en la recuperación.

Desventajas

- Intervenciones al pozo complejas.
- Incremento en los riesgos de perforación del pozo.
- Incremento en la complejidad del manejo del yacimiento.
- Mayor cuidado de flujo cruzado en la producción.
- Concentración de la inversión y del riesgo.
- Depende de la innovación de tecnología.

4.3 Análisis de costos

4.3.1 Costos de una perforación convencional

DESCRIPCIÓN	COSTOS TOTALES			
	Movimiento	Perforación 3670 m	Terminación 3670 m	Total
Equipo	1,737	62,499	19,097	83,225
Tuberías de revestimiento		9,758		9,758
Introducción de TR's		184	9	193
Cementación de TR's		1,359		1,359
Tuberías de producción			19,097	19,097
Fluidos		1,976		1,976
Barrenas		8,742		8,722
Registros		2,210	6,829	9,039
Disparos			1,565	1,565
Top drive		2,009		2,009
Manto. Arboles			160	160
Válvula de tormenta		564		564
Cabezal de árbol		4,551		4,551
Seguridad		445	322	767
Posicionamiento		330		330
Movilización		1,153		1,153
TF			139	139
Nitrógeno			1,257	1,257
Estimulación ácida			508	508
Aforo			5,766	5,766
Intercambiador de calor			2,283	2,283
Empacador y accesorios		24,144	19,845	43,989
Logística		1,678	513	2191
Totales	1,737	121,601	77,390	200,728

*costos estimados en miles de pesos M.N.

4.3.2 Costos de un pozo multilateral direccional

4.3.2.1 Costos de un pozo direccional multilateral principal

DESCRIPCIÓN	COSTOS TOTALES			
	Movimiento	Perforación 3670 m	Terminación 3670 m	Total
Equipo	1,737	63,368	19,097	84,202
Tuberías de revestimiento		6,319	0	6,319
Introducción de TR's		183	8	191
Cementación de TR's		968	0	968
Tuberías de producción		0	1,341	1,341
Fluidos		1,616	0	1,616
Barrenas		7,108	0	7,108
Registros		2,210	2395	4,604
Disparos		0	627	627
Top drive		2,009	0	2,009
Manto. Arboles		0	160	160
Válvula de tormenta		564	0	564
Cabezal de árbol		4,551	0	4,551
Seguridad		390	117	508
Posicionamiento		330	0	330
Movilización		1,153	0	1,153
TF		0	139	139
Nitrógeno		0	1,257	1,257
Estimulación ácida		0	508	508
Aforo		0	0	0
Intercambiador de calor		0	71	71
Empacador y accesorios		0	19,845	19,845
Logística		24,144	513	24,657
Avituallamiento		1,678	508	2,186
Totales	1,737	116,615	46,585	164,937

*costos estimados en miles de pesos M.N.

4.3.2.2 Pozo direccional lateral

DESCRIPCIÓN	COSTOS TOTALES			
	Movimiento	Perforación 3670 m	Terminación 3670 m	Total
Equipo		42,534	19,097	63,368
Tuberías de revestimiento		1,448	0	1,448
Introducción de TR's		14	6	20
Cementación de TR's		572	0	572
Tuberías de producción		0	1,251	1,251
Fluidos		1,401	0	1,401
Barrenas		3,408	0	3,408
Registros		1,804	178	2,319
Disparos		0	627	627
Top drive		1,562	0	1,562
Manto. Arboles		0	160	160
Válvula de tormenta		0	0	0
Cabezal de árbol		0	0	0
Seguridad		221	322	584
Posicionamiento		0	0	0
Movilización		0	0	0
TF		0	139	139
Nitrógeno		0	1,257	1,257
Estimulación ácida		0	508	508
Aforo		0	0	0
Intercambiador de calor		0	0	0
Empacador y accesorios		0	71	71
Logística		24,144	19,845	43,989
Avituallamiento		1,143	513	1,655
Terminación nivel 4		8,307	0	8,307
Totales	0	86,935	44,972	132,644

*costos estimados en miles de pesos M.N.

4.3.3 Costos de un pozo multilateral horizontal

4.3.3.1 *Costos del pozo horizontal principal*

DESCRIPCIÓN	COSTOS TOTALES			
	Movimiento	Perforación 3670 m	Terminación 3670 m	Total
Equipo	1,737	65,103	19,097	85,937
Tuberías de revestimiento		6,434	0	6,434
Introducción de TR's		189	8	197
Cementación de TR's		968	0	968
Tuberías de producción		0	1,341	1341
Fluidos		2,661	0	2,661
Barrenas		7,669	0	7,669
Registros		2,210	178	2,388
Disparos		0	0	0
Top drive		2,072	0	2,072
Manto. Arboles		0	160	160
Válvula de tormenta		564	0	564
Cabezal de árbol		4,551	0	4,551
Seguridad		454	177	572
Posicionamiento		330	0	330
Movilización		1,153	0	1,153
TF		0	139	139
Nitrógeno		0	1,257	1,257
Estimulación ácida		0	508	508
Aforo		0	0	0
Intercambiador de calor		0	0	0
Empacador y accesorios		0	71	71
Logística		24,144	19,845	43,989
Avituallamiento		1,748	513	2,261
Terminación nivel 4		0	1,676	1,676
Totales	1,737	120,250	44,909	166,896

*costos estimados en miles de pesos M.N.

4.3.3.2 Costos del pozo horizontal lateral

DESCRIPCIÓN	COSTOS TOTALES			
	Movimiento	Perforación 3670 m	Terminación 3670 m	Total
Equipo		42,534	19,097	63,368
Tuberías de revestimiento		1,646	0	1,646
Introducción de TR's		6	8	14
Cementación de TR's		415	0	415
Tuberías de producción		0	1,534	1534
Fluidos		1,401	0	1,401
Barrenas		4,152	0	4,152
Registros		2,141	178	2,319
Disparos		0	627	627
Top drive		1,562	0	1,562
Manto. Arboles		0	160	160
Válvula de tormenta		0	0	0
Cabezal de árbol		0	0	0
Seguridad		221	108	370
Posicionamiento		0	0	0
Movilización		0	0	0
TF		0	139	139
Nitrógeno		0	1,257	1,257
Estimulación ácida		0	508	508
Aforo		0	0	0
Intercambiador de calor		0	0	0
Empacador y accesorios		0	71	71
Logística		24,144	19,845	43,989
Avituallamiento		1,143	513	1,655
Terminación nivel 4		8,307	0	8,307
Totales	0	87712	44,044	133,494

*costos estimados en miles de pesos M.N.

4.4 Variables de selección para pozos multilaterales

<p>FACTORES ECONÓMICOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • REDUCCIÓN DE COSTOS • INCREMENTO EN LAS RESERVAS • ACELERADO DE LAS RESERVAS • AHORRO DE ESPACIOS • DELIMITACIÓN DEL YACIMIENTO
<p>FACTORES EN LA TERMINACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • CONTROL DE ARENAS • PRODUCCIÓN DE AGUA • CAIDA EN LA PRODUCCIÓN • SISTEMAS ARTIFICIALES
<p>FACTORES DE YACIMIENTO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • EVALUACIÓN DEL YACIMIENTO • PRESIÓN DE PORO • GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO • ESTRATEGIA DE DRENE
<p>FACTORES GEOLÓGICOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • UNIONES Y UBICACIÓN • CONIFICACIÓN DE AGUA Y GAS • LONGITUD LATERAL
<p>FACTORES DE LA PERFORACIÓN</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ESTABILIDAD EN LA UNIÓN • MANEJO DE RECORTES • CONTROL DEL POZO • ESTABILIDAD DEL POZO

Factores Económicos para Pozos Multilaterales

La siguiente lista cubre los factores económicos de tecnología multilateral que ayudan a justificar la aplicación de esta. Cabe destacar, que en la relación subsecuente no se incluyen todos los factores, ya que estos cambian dependiendo

de la situación. Todos los proyectos multilaterales tendrán una combinación de factores específicos para la aplicación en el campo.

Reducción de Costos

El objetivo de esta tecnología es la reducción de gastos de capital. Este factor debe ser, casi siempre, considerado junto con uno o más factores. Para tecnología multilateral es incluir el costo adicional del tiempo de equipo, herramientas, servicios y aparatos necesarios para perforar y completar una media desviación lateral de 300-1500 metros. Los costos de movilización y de asentamiento de tubería de revestimiento y la perforación de la parte superior de zona esencialmente a cargo del pozo principal. Un típico modelo de reducción de costos sería el pozo multilateral contribuyendo hasta el doble de la producción, pero sólo 1.5 veces el costo de la terminación de un solo pozo. Del mismo modo, un trilateral puede costar el doble de la finalización de un solo, pero el suministro de hasta tres veces la producción.

El Aumento de las Reservas

Reservas adicionales se pueden aislar en depósitos seccionados. El grado de la división determinará el número de laterales y la geometría del pozo necesarias para aprovechar de manera óptima el depósito. La tecnología de los pozos multilaterales también puede permitir el acceso a pequeños embalses o marginales que, si se evalúa por separado en proyectos de perforación, sería poco rentable.

Acelerado de las Reservas

La optimización del drene es especialmente importante cuando el precio por barril es alto. La aplicación de multilaterales en este sector es perforar en el mismo plano horizontal para acelerar la producción. Los laterales pueden ser radialmente

opuestos o en cualquier configuración plana que maximice área de drene. La aceleración de reservas también se puede lograr con multilaterales en el mismo plano vertical donde K_v / K_h es baja.

Ahorro de Espacio

En las aplicaciones en alta mar, la optimización del espacio es muy valiosa. Lo mismo es válido para lugares remotos, configuraciones de plataforma de perforación, y cualquier ambiente de perforación donde los costos de carga por pozo son altos. La tecnología multilateral permite un número máximo de penetraciones con un número mínimo de pozos. Lo que resulta en la reducción de costo de capital por barril.

Reservas de Aceite Pesado

El Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD por sus siglas en inglés) es una aplicación de pozos multilaterales en el cual radica que el inyector de vapor vertical y los productores se combinan en un pozo (con la facilidad de las modificaciones en superficie), con dos laterales horizontales. El lateral superior se utiliza como la inyección de vapor bien y el lateral inferior se utiliza para producir por gravedad asistida. Los retos son determinar la distancia óptima entre los dos laterales y la perforación de ambos laterales es esencialmente de la misma longitud, inclinación y azimuth.

Delimitación de Yacimientos

Los límites del yacimiento se pueden registrar con pozos de sondeo, el arrendamiento financiero de pozos de línea y los registros de caracterización de yacimientos son un costo que se debe incluir en el desarrollo de un proyecto solo que a diferencia de la tecnología convencional, con los multilaterales se puede

hacer todo desde un número mínimo de puntos. Fallas, arenas de canal, y las formaciones de múltiples objetivos se pueden; definir, registrar y producir con un número mínimo de pozos. La extensión vertical y horizontal, área de drene, y volumen pueden ser calculados a través del uso de la tecnología multilateral.

Factores en la Terminación de Pozos Multilaterales

Un pozo multilateral, como cualquier proyecto de perforación, debe ser planeado desde antes de la terminación. La información relativa al control de la arenas, la producción de agua, declinación, mecanismos de levantamiento, diferentes escenarios de terminación y el control de la producción ayudaría en la determinación de cuál sería el sistema apropiado para el yacimiento.

Control de Arena

La decisión de qué sistema elegir y cuánto va a el costo depende en parte de cuánto y qué tipo control de arena es necesario. La aplicación multilateral que requiere control de la arena ha de permitir una pantalla o de línea que se fijará en la pata lateral (s). Los criterios de diseño, incluyendo el nivel de control de arena, la longitud, y el mecanismo de ajuste de la suspensión de línea, los requisitos de re-entrada para la estimulación y limpieza, y la herramientas de funcionamiento (o accesorios) será diferente para cada uno de los sistemas multilaterales disponibles. La mayoría de los sistemas multilaterales disponibles ahora permitirán las operaciones de empaque de grava en los Niveles 4 y 5. En Nivel 6 las operaciones de empaque de grava también son factibles.

Producción de Agua

Al igual que en el tema de control de arena, los encargados de la planeación del proyecto deben decidir ó manipular la producción de agua y cuando se puede presentar. La capacidad para permitir la contribución de agua de cada lateral también puede determinar el aporte correspondiente del sistema. La expectativa de producción de agua no necesariamente excluye el uso de los niveles 1-2, de las clasificaciones multilaterales mencionadas anteriormente. Por lo tanto, pueden ser más eficientes y menos costosas.

Caída de la Producción

La causa más común de las fallas en los sistemas multilaterales es la inestabilidad de la unión. Las fallas en la unión normalmente ocurren durante el proceso de perforación, también puede ocurrir una caída en la producción después de la terminación. Si las presiones de entrega que se esperan que sean mayores en un lateral a otro, se debe dar a un sistema multilateral que garantice el aislamiento de producción de cada lateral. Además, cuando la reducción de producción es igual a las pérdidas de presión por fricción al aumentar la longitud del lateral, sin aumentar la producción. Entonces, la reducción de producción debe ser evaluada con la variable geológica de detección de la longitud lateral óptima para el sistema.

Mecanismos de Levantamiento

La implementación de un sistema multilateral puede cambiar dependiendo del tipo de sistema artificial utilizado por el pozo. Es importante saber la distancia vertical entre los laterales y si el equipo de la bomba se coloca por encima, por debajo o entre ellos. El diseño del sistema multilateral también debe tener en cuenta cualquiera de las pruebas de producción futuras así como otras herramientas utilizadas para obtener información post-producción.

Diseño de la Terminación

El diseño de la terminación impacta directamente en la selección del correspondiente sistema multilateral. Si un método de reingreso no funciona, los laterales no se pueden estimular en la terminación. Además, si los laterales son estimuladas de inmediato después de la perforación, el daño a la formación se puede producir debido a la pérdida de fluidos a la a la formación. En este caso, el diseño mínimo sería un nivel de terminación 2 para garantizar la reentrada, de la misma forma si la estimulación por fractura es normalmente usada para comunicar arenas compactadas, la elección del sistema multilateral debe permitir la operación.

Control de la Producción

La necesidad de conocer la contribución de cada lateral también determina qué sistema multilateral es el adecuado. El sistema multilateral también debe permitir el paso de los empacadores de la TR externa utilizados para controlar la producción sin dañar los elementos de goma.

Factores de Yacimiento

Evaluación del Yacimiento

Un modelado y simulación del yacimiento ayuda en la determinación de la volumetría, el número y longitud de los laterales, las tasas de flujo, y los requerimientos tubulares. También es importante la caracterización de los yacimientos en términos de las propiedades petrofísicas de permeabilidad (específicamente la relación K_v / K_h), porosidad, etc.

Presión de Poro

Normalmente el primer lateral perforado es el último puesto en producción. El cual debe ser aislado por un empacador para evitar el daño en el intervalo disparado mientras otro ramal es perforado. Este daño es usualmente causado por los regímenes de presión inconsistentes a lo largo de los diferentes laterales. La evaluación del yacimiento debe incluir la discusión de la producción lateral dominante y la producción pasiva de un lateral. Si los empacadores y tuberías no se utilizan para la producción por separado, es preciso determinar si una zona se domina a otra, si la zona dominante será producida hasta la igualación de presión, o si la zona dominante tendrá flujo cruzado en el lateral pasivo. El sistema puede ser elegido en base a su capacidad de aislar la producción de cada lateral.

Geometría del Yacimiento

El grado de compartimentización determina el número de laterales del proyecto. Incluso dentro de las unidades, lutitas, dolomitas, o flujo parcial en otros obstáculos dictan el diseño de la trayectoria del pozo y el número de laterales. La conectividad de la fractura también determina la duración y número de laterales, y el diseño de la trayectoria de estos.

Estrategia de Drene

La planeación de un multilateral debe considerar la estrategia de drene del yacimiento basada en el ciclo de vida del campo. La tecnología multilateral puede ser usada para todas las secciones en el ciclo de evaluación durante el desarrollo. La producción es usualmente levantada y/o ayudada por las estrategias de agotamiento incluyendo la inyección de vapor, CO₂ y agua. La tecnología multilateral también sirve para elevar el factor de recuperación.

Factores Geológicos

Uniones y Ubicación Lateral

Las uniones deben ser colocadas en litologías estables cerca de la zona productora que permitan una pata de perro mínima para el diseño de la trayectoria del pozo. Esto no significa que la unión necesariamente debe ser ubicada en una roca calcárea, ya que resinas y epóxidos pueden ser bombeados para darle más firmeza al área de la unión. La severidad de la pata de perro en la trayectoria del pozo también determina el punto de entrada en la zona de interés, que a su vez, afecta la penetración al yacimiento por el talón del pozo.

Conificación Potencial de Agua y Gas

La conificación de agua y gas natural puede ser minimizada usando la tecnología multilateral. Los multilaterales han sido usados para producir a lo largo del talón y la desviación de la sección horizontal. La Correcta alineación de la entrada de uno de laterales puede retrasar significativamente la aparición temprana de agua o gas en la producción. Los sistemas multilaterales son ahora comercializables en reinyección y control de flujo para prevenir y controlar la conificación de agua y gas.

Longitud Lateral

La longitud lateral efectiva especialmente en alta permeabilidad, alto aporte del yacimiento, es definida por la caída de producción y la pérdida de presión por fricción a lo largo del ramal. El impacto de esta variable con respecto a la tecnología multilateral radica esencialmente el costo de la perforación en comparación al gasto de producción, aun que entrando con múltiples laterales al mismo objetivo se incrementa el área de drene y optimiza la producción.

Factores de la Perforación

La perforación tiene la responsabilidad de coordinar los insumos para que el proyecto sea viable, es decir la ventana de criterios que deben ser evaluados para el diseño del sistema, el cual debe considerar la estabilidad de la unión y el manejo de los residuos que son las causas más comunes de la falla en la implementación de un multilateral.

Estabilidad de la Unión

El número de laterales es el número de problemas en la estabilidad que tendrá el pozo, y la estabilidad del pozo define el tipo de unión apropiado para el sistema multilateral dado. El colapso de la unión de un multilateral es una de las dos mayores causas de fracaso en un sistema y debe estudiarse cuidadosamente el riesgo al cual se someterá la operación. Si el cemento es usado para fortalecer la unión, su ubicación y procedimiento es de vital importancia para el éxito de la terminación de un pozo multilateral, particularmente en los niveles 3 y 4.

Manejo de Recortes

Otro factor con el que se debe tener cuidado es el manejo de recortes, pues es la segunda causa de fracaso en la falla de unión de un multilateral. Y representa un alto porcentaje de perforaciones multilaterales inconclusas debido a esta problemática. Para evitar esto el operador debe evaluar los procedimientos de asentamiento de TR's incluyendo la molienda de la ventana, alargamiento de esta o cualquier otro procedimiento que puede producir recortes significativos de metal, además de que los sistemas de lodos deben ser evaluados exhaustivamente para garantizar que la capacidad de carga de estos superen el deslizamiento o asentamiento de los recortes.

Control del Pozo

Aislar completamente un lateral terminado mientras se trabaja en la perforación de otro es esencial para prevenir problemas en el control del pozo. Las fugas de los ramales aislados crean muchos problemas y escenarios durante la perforación de los siguientes ramales incluyendo el flujo cruzado y causando daño al lateral ya terminado.

Estabilidad del Pozo

La estabilidad del pozo no es crítica solamente alrededor de la unión si no también durante el proceso de la perforación del ramal, los lodos de perforación no solo son diseñados para prevenir reacciones en la unión sino también para mantener el agujero estable y mantenerlo abierto esto incluye también en tener el especial cuidado al cambiar los fluidos de perforación a los fluidos de terminación los cuales también pueden evitar la filtración a través de la unión.

4.5 Análisis de la productividad de pozos multilaterales vs convencionales

4.5.1 Selección de propiedades para las sensibilidades

Para el análisis de la productividad de pozos multilaterales vs pozos convencionales, se considero un yacimiento con propiedades base de:

- Permeabilidad efectiva al aceite horizontal en **x** y **y** de 10 md.
- Permeabilidad efectiva al aceite vertical de 1 md.
- Presión de yacimiento de 4000 psi.

- Espesor neto del yacimiento de 50 pies.
- Longitud del yacimiento de 4000 pies.
- Ancho del yacimiento de 2828 pies.
- De acuerdo a las propiedades del yacimiento se considero un radio de drene de 1200 pies.

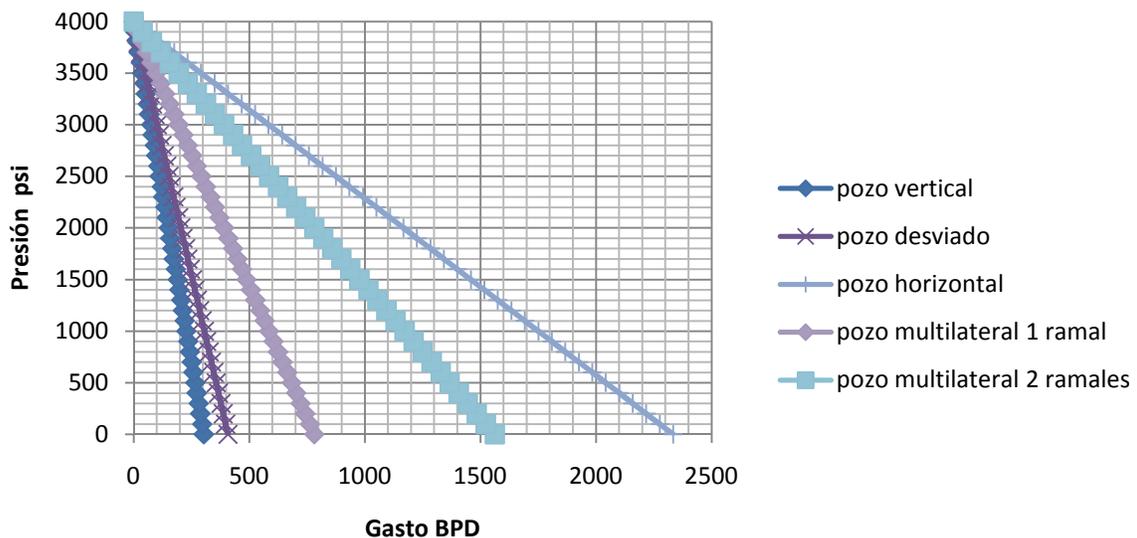
Y también se tomo en cuenta un aceite con las siguientes condiciones:

- Factor de volumen del aceite de 1.1
- Viscosidad del aceite de 5 cp.

En base a las consideraciones antes mencionadas se realizaron una serie de corridas en un software diseñado específicamente para el cálculo de IPR en diferentes geometrías de pozo.

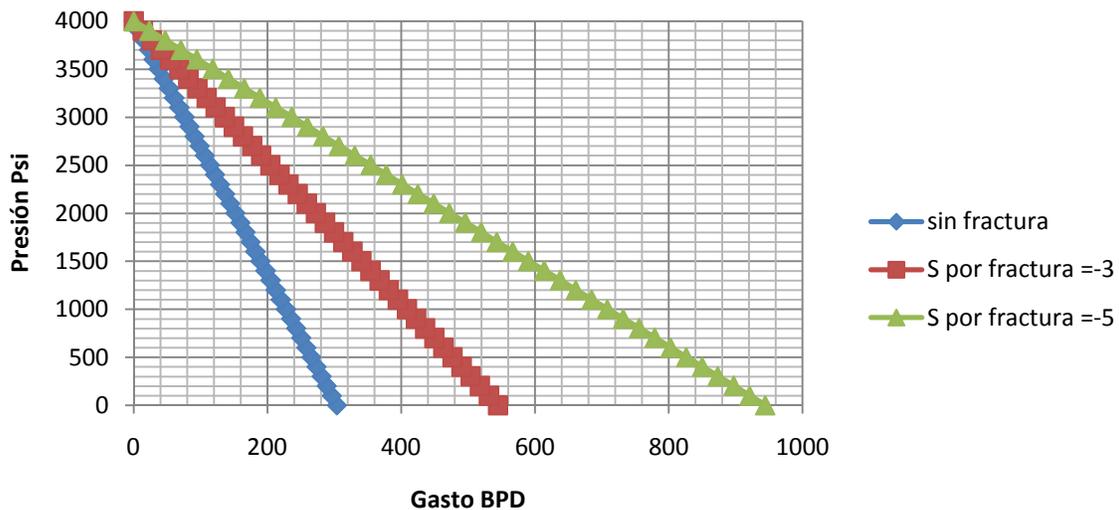
4.5.2 Análisis de sensibilidades

CASO BASE



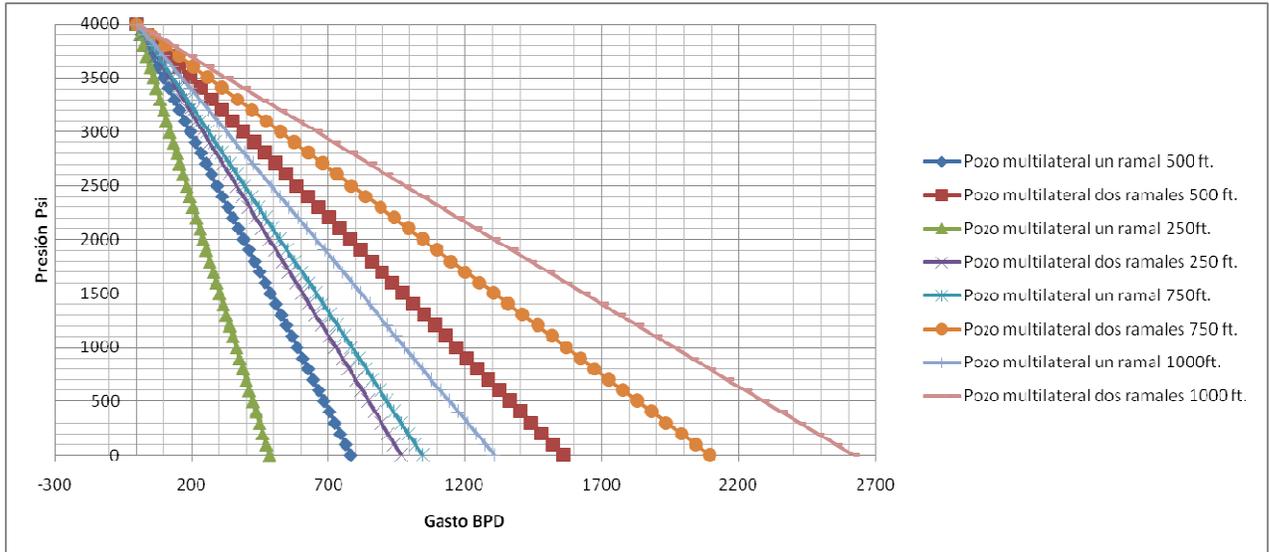
Para dicha corrida únicamente se analizaron las diferentes IPR obtenidas para cada geometría de flujo donde se observa que para una geometría de pozo horizontal y para 2 ramales de multilaterales las productividades se elevan en más de un 500%, considerando los costos de un pozo multilateral y de un vertical podríamos decir que la rentabilidad de dicho pozos son bastante amplias sobre todo considerando a futuro, aunque el diseño de los mismos pozos restringe el uso de sistemas artificiales de producción lo que puede verse reflejado en una menor producción a futuro.

CASO POZO VERTICAL CON FRACTURAMIENTO.



Considerando que en ocasiones el fracturamiento hidráulico puede generar una mejoría en la capacidad de aporte del yacimiento al pozo para lo cual se analizo la mejoría que puede presentar un pozo de acuerdo a los valores de S promedio máximo que se pueden lograr en campo con dichas operaciones. Para caso extremo de un daño presentado de -5 por fracturamiento hidráulico se observa un Q_o máx. de casi 1000 BPD, representando un incremento del 300% en la producción.

CASO VARIACION DE LA LONGITUD POZO MULTILATERAL OPUESTO

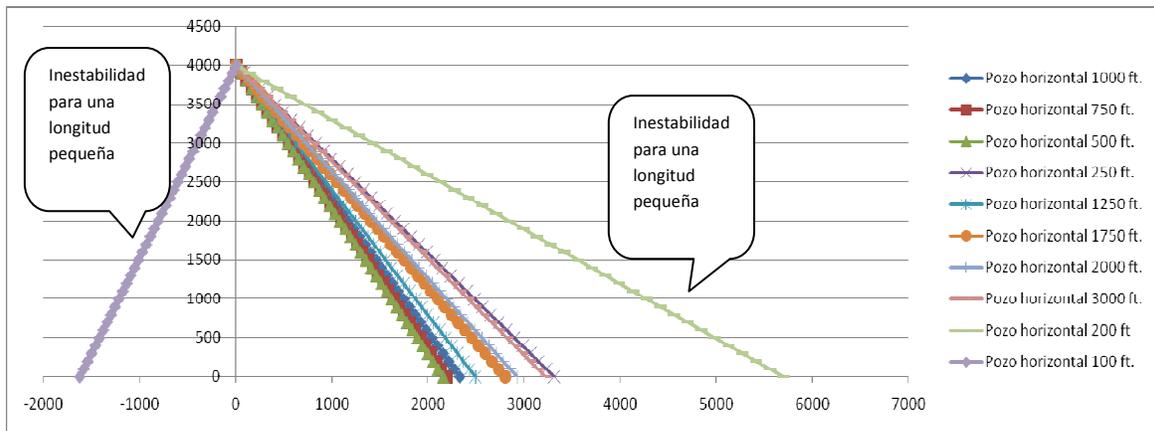


Para la sensibilidad de pozos multilaterales opuesto se dividió las dimensiones del yacimiento en dos bloques de la mitad de la mitad de la longitud propuesta del yacimiento con un pozo posicionado a la mitad de los dos bloques, a la mitad del ancho del yacimiento y las permeabilidades del caso base, variando la longitud de cada uno de los ramales.

Observando la distribución de IPR para un pozo multilateral opuesto, con lo que se observa una tendencia para lo cual los incrementos de potencial del pozo tienden a tener un comportamiento lineal en su incremento.

CASO DE ANÁLISIS PARA LA ECUACIÓN DE JOSHI

Analizando el comportamiento de la ecuación de Joshi para una terminación lateral que atraviesa la estructura geológica se observó que los parámetros utilizados presentan una restricción de longitud en cuanto al cálculo de IPR, presentando el siguiente comportamiento:



Se observa que se presentan dos patrones inestabilidad para longitudes pequeñas en las cuales para longitudes muy pequeñas la producción se vuelve negativa y antes de ese punto se vuelve positiva debido a que se presenta un fenómeno para el cual una serie de parámetros dentro del cálculo se vuelven negativos y antes de ese punto en el cual se vuelven negativos hay un pequeño margen de valores para el cual se vuelven demasiado grandes presentando una serie de resultados fuera de la tendencia de la curva.

A su vez podemos ver que se encuentra una longitud óptima de terminación la cual está entre los 1000 pies y 2000 pies.

4.5.3 Factores determinantes en la producción de pozos multilaterales

Durante el desarrollo de las sensibilidades basadas en los parámetros de geometrías del pozo y propiedades del yacimiento se determinó que los factores que siempre deben ser tomados en cuenta y que más afectan la producción de un pozo multilateral son, las permeabilidades en las tres direcciones de los ejes **x**, **y** y **z**, la geometría y dimensión del yacimiento que a su vez determinarán las dimensiones del pozo y sus longitudes, para algunos casos en los cuales el yacimiento sea de grandes dimensiones esta variable no intervendrá, pero aun así la longitud del pozo y su geometría seguirá siendo un factor importante pues para ciertas longitudes el incremento de producción por la misma deja de ser significativo.

4.6 Análisis costo-beneficio de los sistemas

El costo de estas perforaciones fue estimado en base a los precios de los contratos de Pemex y las compañías de servicios donde se calculó y adaptó al caso presentado.

Descripción	Costo total Miles de pesos	Gasto esperado Bpd
Pozo convencional	200,728	303-500
Sistema multilateral direccional	297,581	1561-2616
Sistema multilateral horizontal	300,390	2161-2932

CONCLUSIONES

Para el diseño y planeación de un pozo multilateral se observó, que, para poder determinar la factibilidad de construir un pozo multilateral, debemos basarnos en una serie de criterios técnicos, geológicos, económicos, de yacimiento, perforación y terminación que nos van a regir la geometría a planificar dentro de un proyecto de pozo multilateral.

Como parte medular del trabajo realizado en el análisis de costos se observa un incremento del 200%-250% de un pozo multilateral comparado con un pozo vertical convencional, esto tomando en cuenta que los costos varían de acuerdo a la zona y a las compañías prestadoras de servicios, a su vez este costo también dependerá del nivel de terminación de los ramales así como de lo complejo de la geometría del pozo, por lo que no significa que en todos los casos los costos andarán dentro del rango observado.

Así mismo se pueden observar en el análisis costo-beneficio, los incrementos en la producción que pueden llegar a tener los pozos multilaterales, mejorando, así el factor de recuperación e incrementando la tasa de retorno del proyecto; también con los pozos multilaterales podemos hacer rentables proyectos que por su geología o características de yacimiento no lo eran.

Durante el análisis de la productividad de pozos para diferentes geometrías, se obtuvo como resultado que los factores de mayor influencia son la superficie de contacto del yacimiento con el pozo y la permeabilidad del yacimiento en las tres direcciones. De los cuales la longitud puede ser manipulada pero la permeabilidad es una propiedad que no puede ser manipulada tan fácilmente; por lo que para la planeación de un pozo multilateral es necesario tener bien caracterizado dichos valores y conocer con mayor precisión la rentabilidad del proyecto.

Así mismo, durante el desarrollo de las sensibilidades, se observó que la ecuación de Joshi presenta inestabilidad a longitudes muy cortas y espesores de yacimiento muy similares, debido a esto es necesario tener cuidado con el cálculo de las longitudes de pozo para no obtener resultados erróneos.

Para el caso de una terminación vertical, se observó un incremento de la IPR de un 300% para un caso extremo en el cual, el fracturamiento había logrado estimular el pozo con un daño de $S=-5$, basados en experiencia de campo el valor de -5 representa un fracturamiento casi ideal. Por lo que a pesar de esto para ciertos casos sigue siendo recomendable la producción de pozos multilaterales u horizontales.

RECOMENDACIONES

- Es necesario tomar en cuenta que no en todos los casos es factible la plantación de un sistema multilateral.
- Es vital importancia una buena caracterización de las permeabilidades ya que de esto depende mucho la rentabilidad del proyecto.
- Se recomienda hacer un análisis de sensibilidades para conocer longitud de penetración óptima y una distribución de probabilidad de permeabilidades para reducir al mínimo el riesgo de la rentabilidad del proyecto.
- Se recomienda el análisis de diferentes modelos para las geometrías de pozos ya que algunas pueden presentar inestabilidades para ciertos casos.


```
WRITE(*,*)"1.-VERTICAL      2.- DESVIADO      3.- HORIZONTAL      4.-
MULTILATERAL"
WRITE(*,*)"
READ(*,*) OPCION
WRITE(*,*)"
WRITE(*,*)"Indica el numero de formaciones que seran alcanzadas por el pozo"
read(*,*)op2
```

```
if (opcion==1) then
```

```
do i=1,op2
```

```
write(*,*)"escribe los valores que se te soliciten a continuacion para el estrato ",i
WRITE(*,*)"
WRITE(*,*)"
WRITE(*,*)"Escribe la presion del yacimiento en psi del estrato # ",i
read(*,*)p
WRITE(*,*)"Escribe el espesor en contacto del yacimiento en ft del estrato # ",i
read(*,*)h
```

```
WRITE(*,*)"Escribe la permeabilidad del aceite en mD del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)ko
WRITE(*,*)"Escribe la viscosidad del aceite en cP del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)muh
WRITE(*,*)"Escribe el factor de volumen del aceite del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)bo
WRITE(*,*)"Escribe el radio del pozo en pies del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)rw
WRITE(*,*)"Escribe el radio de drene en pies del estrato # ",i
read(*,*)re
WRITE(*,*)"¿El intervalo esta fracturado? "
write(*,*)" 1.- si  2.- no"
read(*,*) op5
```

```
if (op5==1) then
```

```
WRITE(*,*)"Escribe el daño generado por la estimulacion del estrato # ",i
read(*,*)s
else
s=0
```

```

endif

do pwf=0,p,100

q=(.00708*ko*h*(p-pwf))/(muh*bo*(log(abs(re/rw))-0.75+s))

open(unit=11,file="resipr.xls",access='sequential',status="unknown",action="write")
write(11,*)pwf,paso,q

end do
write(11,*)""
write(11,*)""
write(11,*)""
write(11,*)""
end do

elseif (opcion==2) then

do i=1,op2

write(*,*)"Escribe los valores que se te soliciten a continuacion para el estrato ",i
WRITE(*,*)""
WRITE(*,*)"Escribe la presion del yacimiento en psi del estrato # ",i
read(*,*)p
WRITE(*,*)"Escribe el espesor en contacto del yacimiento en ft del estrato # ",i
read(*,*)h

WRITE(*,*)"Escribe la permeabilidad del aceite en mD del estrato # ",i
WRITE(*,*)""
read(*,*)ko
WRITE(*,*)"Escribe la viscosidad del aceite en cP del estrato # ",i
WRITE(*,*)""
read(*,*)muh
WRITE(*,*)"Escribe el factor de volumen del aceite del estrato # ",i
WRITE(*,*)""
read(*,*)bo

```

```

WRITE(*,*)"Escribe el radio del pozo en pies del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)rw
WRITE(*,*)"Escribe el radio de drene en pies del estrato # ",i
read(*,*)re
WRITE(*,*)"Escribe el angulo de penetracion en grados del estrato # ",i
read(*,*)grad
WRITE(*,*)"¿El intervalo esta fracturado?"
write(*,*)" 1.- si  2.- no"
read(*,*) op5

if (op5==1) then

WRITE(*,*)"Escribe el daño generado por la estimulacion del estrato # ",i
read(*,*)s2
else
s2=0
endif

s=-((grad/41)**2.06)-(((grad/56)**1.865)*(log10(h/(100*rw))))

do pwf=0,p,100

q=(.00708*ko*h*(p-pwf))/(muh*bo*(log(abs(re/rw))-0.75+s+s2))

open(unit=11,file="resipr.xls",status="unknown",action="write")
write(11,*)pwf,paso,q

end do

write(11,*)"
write(11,*)"
write(11,*)"
write(11,*)"

end do

```

```
elseif (opcion==3) then
```

```
do i=1,op2
write(*,*)"Escribe los valores que se te soliciten a continuacion para el estrato",i
WRITE(*,*)"
WRITE(*,*)"Escribe la presion del yacimiento en psi del estrato # ",i
read(*,*)p
WRITE(*,*)"Escribe el espesor del yacimiento en ft del estrato # ",i
read(*,*)h
WRITE(*,*)"Escribe la longitud del pozo en contacto con el yacimiento en ft del
estrato # ",i
read(*,*)l
WRITE(*,*)"Escribe la permeabilidad kx en mD del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)kx
WRITE(*,*)"Escribe la permeabilidad kz en mD del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)kz
WRITE(*,*)"Escribe la viscosidad del aceite en cP del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)muh
WRITE(*,*)"Escribe el factor de volumen del aceite del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)bo
WRITE(*,*)"Escribe el radio del pozo en pies del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)rw
WRITE(*,*)"Escribe el radio de drene en pies del estrato # ",i
read(*,*)re
a=(l/2)*(.5+ (.25+(re/(l/2))**4)** .5)** .5
iani=sqrt(abs(kx/kz))
coefa=log(abs((a+sqrt(abs((a**2)+(abs(l/2))**2))))/(l/2))
coefb=(iani*h/l)*log(abs((iani*h)/(re*(iani+1))))

write(*,*)coefa
write(*,*)coefb
do pwf=0,p,100
```

$q=(kx*h*(p-pwf))/(141.2*muh*bo*(coefa+coefb))$

```
open(unit=11,file="resipr.xls",status="unknown",action="write")
write(11,*)pwf,paso,q
```

```
end do
```

```
write(11,*)"
write(11,*)"
write(11,*)"
write(11,*)"
```

```
end do
```

```
else if (opcion==4) then
WRITE(*,*)" la geometria del modelo a usar se basa en un sistema doble lateral
opuesto"
WRITE(*,*)"por lo tanto es necesario dividir la longitud del yacimiento en dos
secciones"
WRITE(*,*)" de iguales proporciones si se pretenden 2 ramales o como una sola
si solo "
WRITE(*,*)" se pretende construir un ramal dentro del intervalo que se trabaje"
```

```
do i=1,op2
write(*,*)"escribe los valores que se te soliciten a continuacion para el estrato",i
WRITE(*,*)"
WRITE(*,*)"Escribe la presion del yacimiento en psi del estrato # ",i
read(*,*)p
WRITE(*,*)"Escribe el espesor del yacimiento en ft del estrato # ",i
read(*,*)h
WRITE(*,*)"Escribe la longitud del pozo en contacto con el yacimiento en ft del
estrato # ",i
read(*,*)l
WRITE(*,*)"Escribe la coordenada x1 de inicio del pozo en ft del estrato # ",i
read(*,*)x1
```

```

WRITE(*,*)"Escribe la coordenada x2 de termino del pozo en ft del estrato # ",i
read(*,*)x2
WRITE(*,*)"Escribe la coordenada y0 de inicio del pozo en ft del estrato # ",i
read(*,*)y0
WRITE(*,*)"Escribe la coordenada z0 de inicio del pozo en ft del estrato # ",i
read(*,*)z0
WRITE(*,*)"Escribe la longitud del yacimiento en ft del estrato # ",i
read(*,*)b
WRITE(*,*)"Escribe el ancho del yacimiento en ft del estrato # ",i
read(*,*)a
WRITE(*,*)"Escribe la permeabilidad kx en mD del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)kx
WRITE(*,*)"Escribe la permeabilidad ky en mD del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)ky

```

```

WRITE(*,*)"Escribe la permeabilidad kz en mD del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)kz
WRITE(*,*)"Escribe la viscosidad del aceite en cP del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)muh
WRITE(*,*)"Escribe el factor de volumen del aceite del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)bo
WRITE(*,*)"Escribe el radio del pozo en pies del estrato # ",i
WRITE(*,*)"
read(*,*)rw

```

Area=a*h

```

iani=sqrt(abs(kx/kz))
ch11=.3333-(y0/a)+((y0/a)**2)
ch1=((6.28*a)/(h*iani))*ch11
ch21=(3.1415927*z0)/h
ch22=sin(ch21)
ch2=log(ch22)
ch3=.5*log(a/(h*iani))
ch=ch1-ch2-ch3-1.088

```

if(a>b) then

xmid=(x1+x2)/2

```

pxyz1=(3.1415927*z0)/h
pxyz2=sin(pxyz1)
pxyz=((b/l)-1)*(log(h/rw)+(.25*log(kx/kz))-(log(pxyz2))-1.84)

fl=-((l/(2*b))*.145+(log(l/(2*b)))-(.137*((l/(2*b))**2)))
if((4*xmid+l)/(2*b)<=1) then
f4p=-((4*xmid+l)/(2*b))*.145+(log((4*xmid+l)/(2*b)))-(.137*((4*xmid+l)/(2*b))**2))

else
f4p=(2-((4*xmid+l)/(2*b))*.145+(log(2-(4*xmid+l)/(2*b)))-(.137*(2-
(4*xmid+l)/(2*b))**2))

endif
if((4*xmid-l)/(2*b)<=1) then
f4l=-((4*xmid-l)/(2*b))*.145+(log((4*xmid-l)/(2*b)))-(.137*((4*xmid-l)/(2*b))**2))

else
f4l=(2-((4*xmid-l)/(2*b))*.145+(log(2-(4*xmid-l)/(2*b)))-(.137*(2-(4*xmid-
l)/(2*b))**2))

endif

pxy=((2*b**2)/(l*h))*(sqrt(kz/kx))*(fl+.5*(f4p-f4l))
sr=pxyz+pxy
else
xmid=(x1+x2)/2
pxyz1=(3.1415927*z0)/h
pxyz2=sin(pxyz1)
pxyz=((b/l)-1)*(log(h/rw)+(.25*log(kx/kz))-(log(pxyz2))-1.84)

py=((6.28*b**2)/(a*h))*(sqrt(kx*kz)/ky)*(((.33333333)-
(xmid/b)+((xmid**2)/(b**2)))+(l/(24*b))*(l/b-3)))

pxy=((b/L)-1)*((6.28*a/h)*sqrt(kz/kx))*((.33333333)-(y0/a)+((y0**2)/(a**2)))

sr=pxyz+pxy+py
endif

pause
do pwf=0,p,100

q=((sqrt(ky*kz))*b*(p-pwf))/(141.2*bo*muh*(log(Area**.5/rw)+ch-.75+sr))

```

```
open(unit=11,file="resipr.xls",status="unknown",action="write")  
write(11,*)pwf,paso,q
```

```
end do
```

```
write(11,*)"  
write(11,*)"  
write(11,*)"  
write(11,*)"
```

```
end do
```

```
else
```

```
goto 102
```

```
end if
```

```
101 write(*,*)"¿desea realizar otro calculo?"  
write(*,*)" 1.- si  2.- no"  
read(*,*) op1
```

```
if (op1==1) then
```

```
goto 100
```

```
else if (op1==2) then
```

```
else
```

```
goto 101
```

```
end if
```

```
end program
```

APÉNDICE

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1.- Diagrama de un pozo vertical.	2
FIGURA 1.2.- Diagrama de pozos no convencionales.	3
FIGURA 1.3.- Ejemplo de azimuth de pozos direccionales.	7
FIGURA 1.4.- Profundidad vertical total.	7
FIGURA 1.5.- Profundidad desarrollada.	8
FIGURA 1.6.- Barrenas de chorro.	15
FIGURA 1.7.- Diagrama de un codo desviador.	15
FIGURA 1.8.- Diagrama de un motor de fondo.	17
FIGURA 1.9.- Descripción de las partes de un pozo multilateral.	22
FIGURA 1.10.- Primer pozo multilateral.	24
FIGURA 1.11.- Diagrama de un pozo con nivel 1 de terminación.	29
FIGURA 1.12.- Diagrama de un pozo con nivel 2 de terminación.	29
FIGURA 1.13.- Diagrama de un pozo con nivel 3 de terminación.	30
FIGURA 1.14.- Diagrama de un pozo con nivel 4 de terminación.	31
FIGURA 1.15.- Diagrama de un pozo con nivel 5 de terminación.	31
FIGURA 1.16.- Diagrama de un pozo con nivel 6 de terminación.	32

CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1.- Principio de reflexión utilizada en la caracterización dinámica de yacimientos.	37
FIGURA 2.2.- Clasificación sísmica 3D.	39
FIGURA 2.3.- Pozo perforado cerca de la cima del contacto agua aceite.	44

FIGURA 2.4.- Pozo perforado en un yacimiento estratificado.	45
FIGURA 2.5.- Configuración de pozos laterales opuestos en un sistema de fracturas verticales.	48
FIGURA 2.6.- Configuración de pozos multilaterales en forma de hueso de pescado.	49
FIGURA 2.7.- Ejemplo de aplicación de pozos multilaterales en yacimientos lenticulares.	51
FIGURA 2.8.- Configuración de pozos en dirección normal a la elongación de cuerpos alargados.	52
FIGURA 2.9.- Ejemplo de aplicación de pozos horizontales múltiples.	54
FIGURA 2.10.- Ejemplo de aplicación de pozos multilaterales en yacimientos de crudos pesados.	55
FIGURA 2.11.- Aplicación de pozos multilaterales para crudos pesados mediante recuperación térmica.	56

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1.- Muestra un área de drene para un pozo vertical y uno horizontal.	62
FIGURA 3.2.- Se muestra un pozo vertical fracturado.	63
FIGURA 3.3.- Diagrama de un pozo horizontal.	63
FIGURA 3.4.- Diagrama que nos muestra el ancho de daño en un pozo.	66
FIGURA 3.5.- Gráfica p_{wf} vs radio que nos muestra la tendencia de la presión con daño positivo, negativo y sin daño.	66
FIGURA 3.6.- Nos muestra diferentes tipos de invasión de lodo.	68
FIGURA 3.7.- Esta figura nos muestra la invasión cónica.	70
FIGURA 3.8.- Variación del daño a lo largo de la duración del pozo.	71
FIGURA 3.9.- Diagramas en los diferentes planos del radio de drene.	74
FIGURA 3.10.- La i_p para estado estable para un pozo horizontal.	76

FIGURA 3.11.- Diagrama donde nos muestra la representación de las variables en un pozo horizontal.	78
FIGURA 3.12.- El modelo de Babu y Odeh que representa un área de drene en forma de caja con un pozo horizontal.	84
FIGURA 3.13.- Parámetros en la correlación de Bendakhila y Aziz.	94
FIGURA 3.14.- Gráficas comparativas de las correlaciones anteriores con diferentes factores de recuperación.	97

B I B L I O G R A F Í A

BLANCO, H. H.

“Factibilidad de perforar pozos multilaterales para el desarrollo del yacimiento gasífero marino Lankahuasa área sur”
D.F., México 2002

HILL, A.D.; ZHU, DING & ECONOMIDES, M. J.

“Multilateral wells”
Society of Petroleum Engineers
United States, 2009

RAMÍREZ S. J.; LOZANO V. G. & PÉREZ T. R. C.

“Productividad de pozos petroleros”
UNAM, Facultad de Ingeniería
D.F., México, 2007

PEMEX

“100 años de la perforación en México”
PEMEX
México, 2007

BRISTER RAY

“Screening Variables for Multilateral Technology”
Society of Petroleum Engineers
SPE-64698
Texas, United States, 2000

http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish00/sum00/p20_31.pdf

www.oilfield.slb.com/media/resources/oilfieldreview/spanish00/sum00/p20_31.pdf

www.oilfield.slb.com/media/resources/oilfieldreview/spanish03/sum03/p24_39.pdf

www.oilfield.slb.com/media/services/drilling/steerable/powerdrive_vortex.pdf

<http://www.catalanadeperforacions.com/sp/index.htm>