



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

## FACULTAD DE INGENIERÍA

“INTRODUCCIÓN A LA PRODUCTIVIDAD DE  
POZOS HORIZONTALES”

### TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JERÓNIMO ROJAS CARDONA



ASESOR: M. I. José Ángel Gómez Cabrera

CIUDAD UNIVERSITARIA

2009

---

# **INTRODUCCIÓN A LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES**

---

---

**INTRODUCCIÓN A LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES**

<b>Índice</b>	i
<b>Introducción</b>	iv
<b>Capítulo 1. Antecedentes de Pozos Horizontales</b>	1
1.1 Antecedentes históricos de pozos horizontales a nivel mundial	5
1.2 Pozos horizontales en México	10
1.3 Definición de pozo horizontal	13
1.4 Técnicas de perforación y determinación de la longitud del pozo	15
1.5 Comparación de pozos horizontales y verticales	19
1.6 Limitaciones de los pozos horizontales	22
2.7 Aplicación de los pozos horizontales	23
<b>Capítulo 2. Conceptos Básicos de Yacimientos para Pozos Horizontales</b>	27
2.1 Factor de daño	31
2.2 Factor de daño en pozos horizontales	37
2.3 Radio efectivo del pozo, $r_w'$	40
2.4 Índice de productividad, J	44
2.5 Regímenes de flujo en pozos horizontales	47
2.6 Influencia de la anisotropía areal de la formación	54
2.7 Área de drene de un pozo horizontal	57

---

<b>Capítulo 3. Estado de Flujo Estacionario en Pozos Horizontales</b>	<b>58</b>
3.1 Ley de Darcy	61
3.2 Productividad de pozos horizontales bajo flujo estacionario	63
Ecuación de Borisov	
Ecuación de Giger	
Ecuación de Giger, Reiss & Jourdan	
Ecuación de Renand y Dupuy	
Ecuación de Joshi	
Ecuación de Guo	
3.3 Influencia del espesor del yacimiento sobre la productividad del pozo horizontal	75
3.4 Influencia de la anisotropía del yacimiento	78
3.5 Radio efectivo del pozo en un pozo horizontal	81
3.6 Daño a la formación en pozos horizontales	84
<b>Capítulo 4. Influencia de la Excentricidad del Pozo</b>	<b>90</b>
4.1 Introducción	91
4.2 Influencia de la excentricidad de un pozo horizontal	94
4.3 Yacimientos con casquete de gas	99
4.4 Pozos horizontales a diferentes profundidades	103

---

	Índice
<b>Capítulo 5. Pruebas de Presión de Pozos Horizontales</b>	106
5.1 Aspectos teóricos	107
5.1 Solución matemática y sus implicaciones prácticas	111
5.3 Periodos de flujo	116
Periodo de flujo radial temprano	
Periodo de flujo lineal temprano	
Periodo de flujo pseudo-radial	
<b>Capítulo 6. Caídas de Presión a través de un Pozo Horizontal</b>	125
6.1 Influencia de altas caídas de presión	126
6.2 Soluciones para minimizar las altas caídas de presión en el pozo	130
6.3 Caída de presión a través de un pozo horizontal	132
6.4 Caída de presión en una sección curvada de un pozo	141
6.5 Caída de presión en pozos horizontales en una sola fase	142
6.6 Caída de presión en pozos horizontales con flujo multifásico	149
<b>Capítulo 7. Casos Históricos de Pozos Horizontales</b>	151
<b>Conclusiones y Recomendaciones</b>	163
<b>Referencias</b>	167
<b>Apéndices</b>	173

## INTRODUCCIÓN

En el proceso de extracción de petróleo, la tecnología ha tenido avances importantes en los últimos años, por lo que cada día se pueden encontrar nuevas herramientas que permiten la explotación de los yacimientos de hidrocarburos naturalmente fracturados, de espesores delgados o con fluidos de altas viscosidades, que comúnmente se explotan con pozos verticales lo cual resulta difícil y costo. Sin embargo, no se cuenta con la suficiente información de su funcionamiento y uso para su adecuada aplicación. En base a lo anterior, el presente trabajo de tesis presenta una tecnología que quizás no nueva por su aparición en lo que respecta al tiempo, si novedosa por los resultados que se pueden obtener de su correcta aplicación: producción de yacimientos mediante pozos horizontales.

A diferencia de un pozo vertical, un pozo horizontal es perforado de forma horizontal o paralelo al yacimiento en la última etapa. La mayoría de los pozos horizontales están enfocados al mejoramiento de la producción en yacimientos naturalmente fracturados y a la reducción de conificación de agua y gas. La decisión de desarrollar un yacimiento con pozos horizontales o con pozos verticales debe tomarse en cuenta de acuerdo a las características del yacimiento.

De acuerdo a lo anterior, este trabajo está enfocado en presentar la alternativa de la productividad de pozos horizontales que operan bajo flujo estacionario, y está compuesto de 7 capítulos, que engloban el comportamiento de los pozos horizontales, incluyendo conceptos que intervienen a lo largo de toda la explotación del yacimiento. A continuación se describen de manera general cada uno de los capítulos que integran el presente trabajo.

En el Capítulo 1 se da una noción general de los pozos horizontales, antecedentes y registros que se tienen de ellos, ventajas y desventajas que conlleva la perforación de pozos horizontales, se define el concepto de pozo horizontal, y se citan algunos registros de pozos horizontales en nuestro país. Se da una explicación de cuales son los yacimientos que pueden ser explotados mediante pozos horizontales, la aplicación de ellos en el campo petrolero así como

las limitaciones que estos presentan. Se incluye la comparación de los pozos horizontales y verticales, y la determinación de la longitud de la sección horizontal del pozo tomando en cuenta el radio de curvatura.

En el Capítulo 2 se trataran temas relacionados con la productividad de los pozos, verticales y horizontales; conceptos como el factor de daño, el radio efectivo del pozo y la influencia de la anisotropía areal. El índice de productividad que es un parámetro para determinar que tan efectivo es un pozo y los Regímenes de Flujo que están presentes a lo largo de la vida productiva de un pozo son temas de interés que se deben conocer para lograr entender el comportamiento de un Pozo Horizontal y por esa razón se incluyen en este capítulo. El área de drene de un pozo horizontal es diferente al de un pozo vertical principalmente por la forma del cuerpo drenado, y por lo tanto el radio de drene es un concepto de importancia que se incluye en este capítulo. Por ultimo se demuestra como el factor de daño influye en la productividad del pozo horizontal el cual esta incluido en la ecuación de flujo en estado estacionario.

En el Capítulo 3 se presenta en primera instancia la Ley de Darcy, la cual rige el comportamiento de flujo a través de un medio poroso; enseguida se muestran las ecuaciones para determinar la productividad de los pozos horizontales presentados por algunos autores, en esta parte cabe señalar que el cálculo se hace para un tiempo determinado, es decir se obtiene un valor puntual. También se incluye la influencia del espesor del yacimiento sobre la productividad del pozo horizontal y de la anisotropía de la formación. Por ultimo se incluye un método de cómo determinar el radio efectivo de un pozo horizontal y la influencia del daño ocasionado por la perforación o terminación del pozo sobre la productividad del pozo.

Capítulo 4, en esta parte se analiza la influencia de la posición del pozo horizontal, tomando como referencia la altura media del yacimiento, se presenta una ecuación para calcular el gasto de crudo incluyendo la excentricidad del pozo en el yacimiento, y se menciona la importancia de establecer limites para la tolerancia en la profundidad del pozo. Se presentan también yacimientos con casquete de gas y las consideraciones que se deben tomar para incluirlos en el

cálculo del gasto de crudo. El último subtema explica como se puede calcular el gasto de aceite cuando se tienen varios pozos horizontales desde una sola locación vertical, dependiendo si estos se encuentran a la misma o diferente profundidad.

Capítulo 5, en esta sección se presenta la importancia de realizar las pruebas de presión en los pozos, pues a partir de los datos que se obtienen se pueden obtener las propiedades de los yacimientos, las cuales estarán presentes a lo largo de toda la explotación del mismo. Se presenta el modelo matemático para determinar dichas propiedades y sus implicaciones prácticas. Por ultimo se muestran los periodos de flujo que se presentan a lo largo de la explotación del yacimiento y la forma de identificar el intervalo de tiempo donde se manifiestan.

En el Capítulo 6 se presenta el tema relacionado con las caídas de presión en los pozos horizontales, las causas que las originan y posibles soluciones para disminuirlas. De acuerdo a la magnitud de dichas caídas de presión en algunos casos pueden ser ignorados y en otros es de vial importancia minimizarlos de acuerdo al tipo de flujo que se presente, el tipo de tubería y las fases presentes.

En el último capítulo, Capítulo 7, se presentan algunos ejemplos históricos, donde se exponen las razones por las cuales se tomó la decisión de explotar el yacimiento con pozos horizontales y sus resultados.

Finalmente, se presentan las conclusiones y algunas recomendaciones para trabajos futuros relacionados con la productividad de pozos horizontales.



# **CAPÍTULO 1**

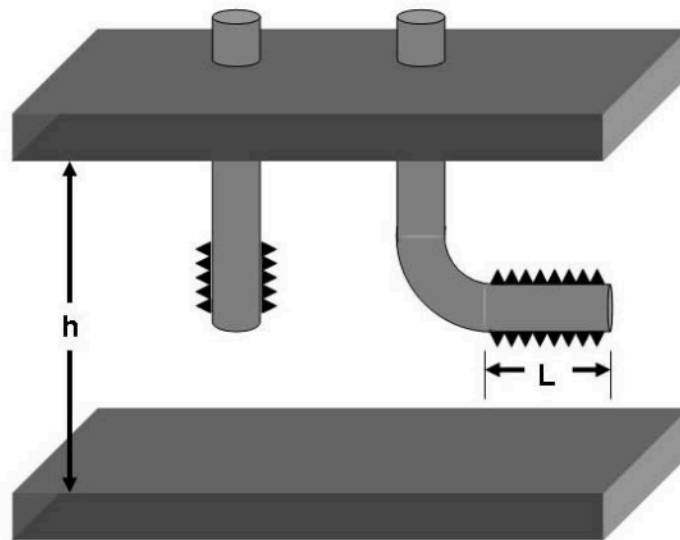
## **ANTECEDENTES DE POZOS HORIZONTALES**

En los últimos años, varios yacimientos de petróleo alrededor del mundo han sido explotados mediante la perforación de pozos horizontales. El principal objetivo de explotar los yacimientos con este tipo de pozos es el de incrementar el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, y de esta forma incrementar la productividad del pozo, e incluso obtenerse un porcentaje mayor de recuperación de crudo del yacimiento.

De forma general un pozo horizontal es aquel que es perforado paralelo al plano del yacimiento, de la misma forma un pozo vertical es aquel que es perforado perpendicular al plano del yacimiento<sup>1</sup> (Figura 1.1). Cuando el plano del yacimiento es vertical entonces un pozo vertical puede ser perforado paralelo al plano del yacimiento y teóricamente se considerará como un pozo horizontal (Figura 1.2). El desarrollo de un pozo horizontal difiere al de un pozo vertical debido a que la productividad de un pozo depende de la longitud del mismo. De esta manera la longitud del pozo depende de la técnica de perforación empleada en el desarrollo del pozo. Es por estas y otras razones que para desarrollar un pozo ya sea vertical u horizontal los ingenieros de perforación, yacimientos y producción deben trabajar conjuntamente para seleccionar la técnica apropiada de perforación, la cual dará la longitud deseada del pozo incrementando el éxito de producción del mismo.

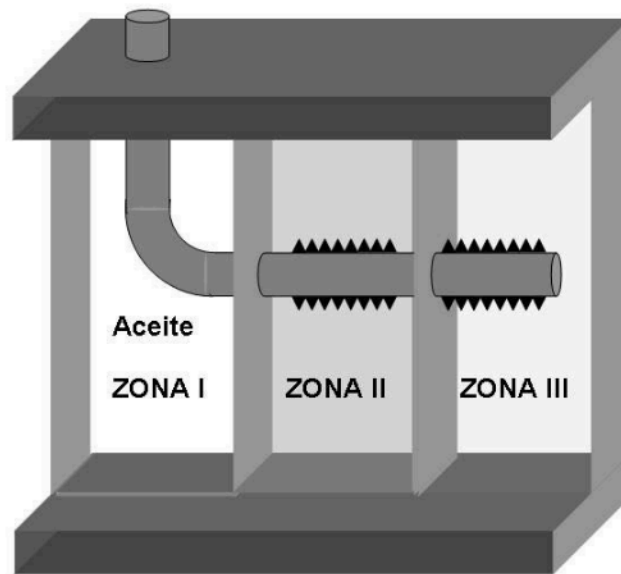
La otra consideración de gran importancia es el esquema de terminación del pozo, el cual puede ser: en agujero descubierto, liner con empacadores externos de TR, o revestir el agujero y disparar la TR, por citar algunas técnicas, dependiendo de las necesidades de terminación y de la experiencia. Para fines de la productividad, el tipo de terminación del pozo puede afectar el funcionamiento del mismo especialmente en pozos horizontales pues solo algunas técnicas de terminación son posibles en este caso. De esta manera, la longitud del pozo, la localización del pozo en el yacimiento y el tipo de terminación que se lleguen a establecer dependen del método de perforación.

Es importante para los ingenieros de producción entender la técnica de terminación de un pozo horizontal, sus ventajas y desventajas para que en el momento que el pozo este produciendo se puedan tomar decisiones para incrementar la productividad o instalar un sistema artificial de producción. Similarmente, se deben entender los diferentes factores que intervienen en la productividad de los pozos horizontales. Por lo tanto, el trabajo en equipo y la cooperación de conocimiento son esenciales para garantizar el éxito en el desarrollo en un pozo horizontal, el cual requiere del análisis y la interacción de las diferentes disciplinas que interviene para lograr un éxito económico remunerable y con ganancias.



**Figura 1.1**

Esquema de un pozo vertical perpendicular al plano de estratificación del yacimiento, y un pozo horizontal paralelo al plano de estratificación del yacimiento



**Figura 1.2**

Pozo horizontal en un yacimiento con planos de estratificación verticales

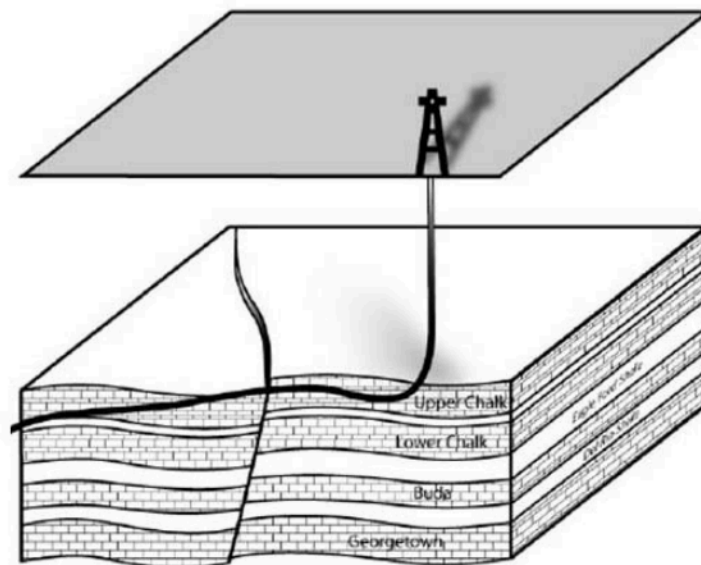
## 1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE POZOS HORIZONTALES A NIVEL MUNDIAL

Los primeros trabajos importantes sobre pozos horizontales fueron realizados por Eastman, Rany y Sublin entre 1930 y 1950, periodo en el cual se tienen numerosos registros de pozos horizontales. El uso de pozos horizontales comenzó como una solución a problemas específicos en el desarrollo de la recuperación mejorada por inyección de vapor aplicada a yacimientos someros de aceite pesado. Aunque los pozos horizontales no se utilizaron en un gran periodo de tiempo, fue en la década de los 80 cuando los significativos avances en la tecnología de la perforación direccional permitieron abrir paso a la aplicación de los pozos horizontales y entonces empezaron a figurar dentro del contexto mundial de la industria petrolera.

Otro antecedente antiguo que se tiene sobre pozos horizontales es en la Unión Soviética, en donde se perforaron 43 pozos horizontales cuyo objetivo era probar el manejo y dominio de esta tecnología, por los resultados que se obtuvieron se llegó a la conclusión de que los pozos horizontales eran técnicamente factibles, mas no económicamente rentables en aquel entonces, por lo que el uso de esta técnica no fue considerada por muchos años<sup>2</sup>.

En 1960, se perforaron dos pozos horizontales en China, el primero de ellos penetró la formación productora con una longitud de 500 metros de sección horizontal, desafortunadamente este pozo colapso después de estar bajo producción a lo largo de una semana. A mediados de la década de los 80's, la Compañía Holandesa Unocal Netherlands BV planeo la perforación de varios pozos horizontales de radio medio a partir de pozos verticales ya existentes e invadidos de agua, localizados en yacimientos de arenas poco consolidadas. En este caso la aplicación de la técnica de perforación horizontal fue exitosa.

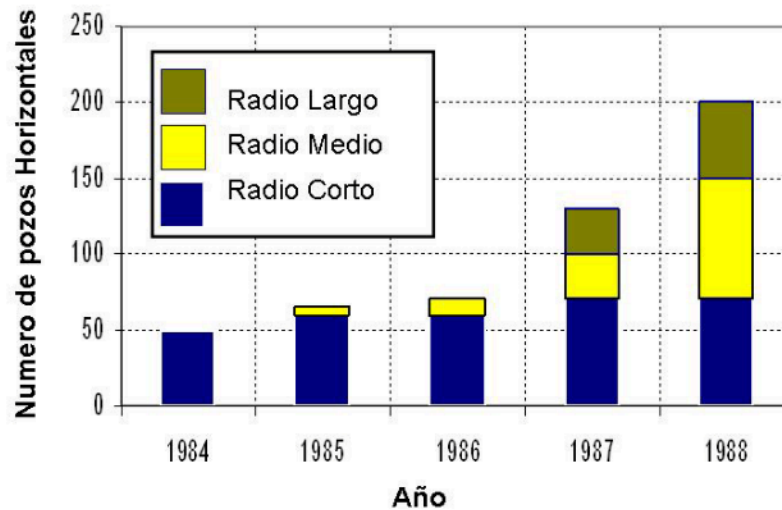
Para 1985 la compañía de gas y aceite ARCO (Atlantic Richfield Oil Company) perforó aproximadamente 20 pozos en Indonesia con el fin de resolver los problemas de conificación de gas en un yacimiento calcáreo. En 1986, el departamento de energía de los Estados Unidos perforó un pozo horizontal usando aire como fluido de perforación, dicho pozo penetró un yacimiento de gas<sup>2</sup>. En 1986 solamente se perforaron alrededor de 50 pozos horizontales en todo el mundo. En 1989 se perforaron del orden de 300 pozos horizontales, cifra que fue ascendiendo a más de 1200 pozos horizontales para 1990. Estas cifras muestran el rápido aumento que ha tenido la perforación horizontal en los últimos años, continuando su actividad a razón de un 20% anual hasta nuestros días. En la actualidad el desarrollo de la formación Austin en el sur de Texas, representa el mayor porcentaje de la actividad local estadounidense en el desarrollo de pozos horizontales<sup>3</sup> (Figura 1.3).



**Figura 1.3**

Formación Austin en el sur de Texas explotada mediante pozos horizontales

Como ya se presentó anteriormente, desde los inicios de la década de 1980, la perforación de pozos horizontal se ha utilizado para mejorar la producción de muchos pozos en todo el mundo. Actualmente, miles de pozos horizontales se están perforados cada año. En la Figura 1.4 se muestra que inicialmente comenzó con la perforación horizontal de pozos de radio corto, pero el tiempo avanzaba, y se empezaron a perforar pozos horizontales de radio medio y radio largo. Se puede lograr mayor longitud de pozos horizontales con un radio de perforación medio y largo. En la Figura 1.5 se muestra el crecimiento de todo el mundo de la actividad de perforación horizontal para el año 2003. Los Pozos horizontales se han convertido en una alternativa viable para el desarrollo y explotación de un Yacimiento.



**Figura 1.4**

Perforación de Pozos Horizontales de 1984 a 1988

Una de las principales aplicaciones de los pozos horizontales es producir Yacimientos naturalmente fracturados, como en la formación Austin en Texas, las lutitas Bakken en la Cuenca Williston, el Spraberry en el oeste de Texas y las

lutitas del Devónico en los Apalaches. En algunos casos, los pozos horizontales se han utilizado para evitar las fracturas naturales y el alto corte de agua asociados a las fracturas naturales. En Michigan, se han perforado pozos horizontales para la producción de los arrecifes del Niágara y del yacimiento de lutitas irregulares de Antrium. En Alaska y California, los pozos horizontales se han utilizado para reducir los problemas de conificación de agua. Los pozos horizontales también han sido utilizados para producir metano de los yacimientos de carbón en Colorado, Nuevo México y Pensilvania.

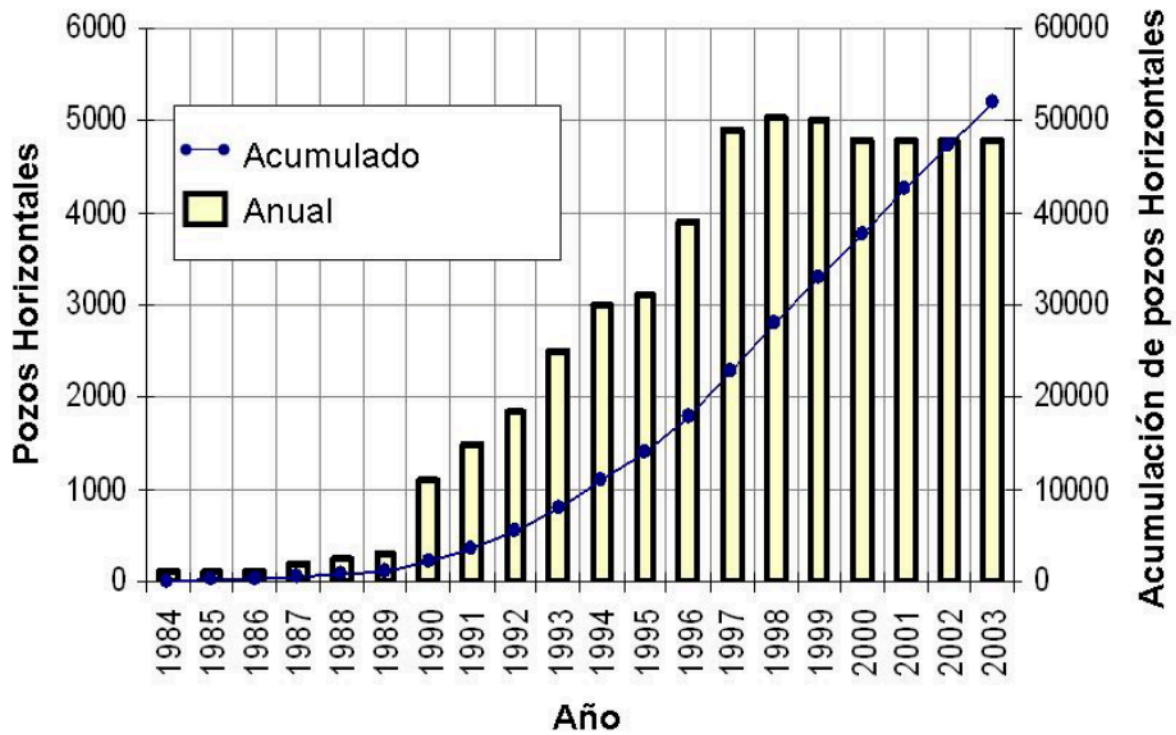


Figura 1.5

Crecimiento mundial de Pozos Horizontales<sup>4</sup>



En Canadá, la mayoría de las aplicaciones de pozos horizontales han sido para aumentar la producción de Yacimientos de crudo pesado. Los agujeros de drenaje horizontales han sido usados en conjunto con pozos verticales de inyección de vapor. En Europa, los pozos horizontales han sido perforados en el sector holandés del Mar del Norte para reducir los problemas de conificación de agua. Las formaciones naturalmente fracturadas localizadas en Dinamarca han sido explotadas mediante pozos horizontales. La compañía francesa Elf Aquitaine, llamada "Total" actualmente, ha estado utilizando técnicas de perforación horizontal desde 1982 para producir yacimiento de baja porosidad y calizas fracturadas del campo Mare Rospo de Italia. En Francia, las operadoras están utilizando pozos horizontales para mejorar la producción de formaciones naturalmente fracturadas en campos maduros. En otras partes del mundo, los pozos horizontales han sido utilizados para producir yacimientos delgados y homogéneos los cuales económicamente no pueden estar produciendo mediante pozos verticales incluyendo las operaciones costa fuera. Los pozos horizontales son también utilizados para sustituir a los pozos verticales, ya que pueden explotar el yacimiento de manera más eficiente e incrementar el porcentaje de reservas recuperables. Los Pozos horizontales han sido utilizados para producir crudo a partir de un yacimiento que se encuentra invadida por agua en varias zonas. La invasión de agua puede ocurrir en zonas de alta permeabilidad y los pozos horizontales pueden ser diseñados para colocarlos en zona de baja permeabilidad que aun contenga crudo en cantidades significativas de extraer. Las razones para perforar y poner a producir un pozo horizontal son extremadamente variadas.

## 1.2 POZOS HORIZONTALES EN MÉXICO

La mayor parte de la actividad en el uso de pozos horizontales, hasta la fecha, ha estado enfocada en el mejoramiento de la producción a partir de yacimientos naturalmente fracturados y sobre la reducción de la conificación de agua y gas<sup>3</sup>.

Los pozos horizontales representan excelentes opciones para los yacimientos naturalmente fracturados. Esto en la industria petrolera es bien conocido ya que hasta la fecha más del 70% de los pozos horizontales en el mundo se han desarrollado en este tipo de yacimientos. Los yacimientos productores de petróleo crudo con gas disuelto más importantes de México se encuentran en el sureste de México donde predominan las formaciones naturalmente fracturadas.

Las altas producciones en muchos de estos campos están relacionadas con la porosidad secundaria, ya sea por cavernas de disolución o por fracturas, de tal forma que es necesario determinar la orientación del sistema de fracturas para una correcta explotación del yacimiento, y de esta forma incrementar la producción de hidrocarburos y mejorar la recuperación de los mismos.

El uso de los pozos horizontales se ha incrementado notablemente debido a las ventajas que representan (un radio de drene extendido, aumento en los gastos de producción y un incremento en la recuperación final del campo). México no se ha quedado rezagado en esta tecnología, por lo que se han perforado con éxito algunos pozos horizontales( Agua Fría, Cuitlahuac, Franco española, Poza Rica, Cerro Azul, Akal, Abkatún, Zapp, Catedral y Cerro Nanchital), logrando con ellos un mejor dominio de esta tecnología tanto de perforación, terminación y producción.

Los costos de extracción del petróleo son cada día más altos y el riesgo durante la perforación de pozos profundos es grande, por lo que los pozos horizontales son una buena opción en el presente y en el futuro para obtener más hidrocarburos de los yacimientos mexicanos<sup>5</sup>.

---

El costo de un pozo horizontal es aproximadamente de 2 a 4 veces mayor que un pozo vertical, por lo que la producción de un pozo horizontal tiene que ser de 2 a 4 veces mayor que la de un pozo vertical. Para que sea rentable esta alternativa se debe poner énfasis de su uso en los yacimientos naturalmente fracturados, donde el sistema de pozos horizontales mejorara notablemente la producción; e igualmente, la selección de la mejor trayectoria del pozo horizontal es un factor de gran importancia para llegar al objetivo, ya que de lo contrario la ganancia será menor y en muchos casos se pueden incluso tener pérdidas económicas severas.

Hasta 1997, en México se habían perforado siete pozos horizontales: cuatro en el campo de agua fría en el año de 1991, uno en el campo de Cuitlahuac en 1992 y en el Campo Akal dos, terminados en 1995.

En 1991 se perforó el primer pozo horizontal en México, con objetivos de producción; fue en el campo Agua Fría, del distrito Poza Rica en la Región Norte. El objetivo de probar esta tecnología fue de incrementar los gastos de producción y mejorar la recuperación final de hidrocarburos además de hacer extensiva su aplicación en otros campos del Paleocanal de Chicontepec. Se alcanzó una longitud horizontal de alrededor de 1000 m, para tratar de incrementar la productividad y reducir los gastos. Este proyecto fue motivado debido a las características de dicha cuenca en donde se tienen diferentes cuerpos productores aislados, los cuales serían más fácilmente ser atravesados por pozos horizontales. En 1995 fue perforado el Pozo Cantarell 2074, el cual fue el primer pozo horizontal en la Región Marina, los resultados de su éxito pueden verse en la Figura 1.10 y en la Tabla 1.1. El objetivo principal fue explotar las rocas carbonatadas de la formación brecha del paleoceno (Figura 1.6 y Figura 1.7). La perforación del pozo se inició el 9 de mayo de 1995 y se utilizó la plataforma Akal-R, número de equipo PM-4048. Fue perforado por PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos) y la estructura recuperadora fue el octópodo Akal-R<sup>6</sup>.

Para el 2005 se habían registrado más de 40,000 pozos horizontales alrededor del mundo<sup>7</sup>, de los cuales 22 pozos estaban en México en los campos petroleros de Cuitlahuac, Agua Fría, Franco española, Poza Rica, Cerro Azul,

Akal, Abkatún, Zapp, Catedral y Cerro Nanchital. Los resultados que se han obtenido de algunos pozos horizontales en México pueden verse en la Figura 1.10 y en la Tabla 1.1.

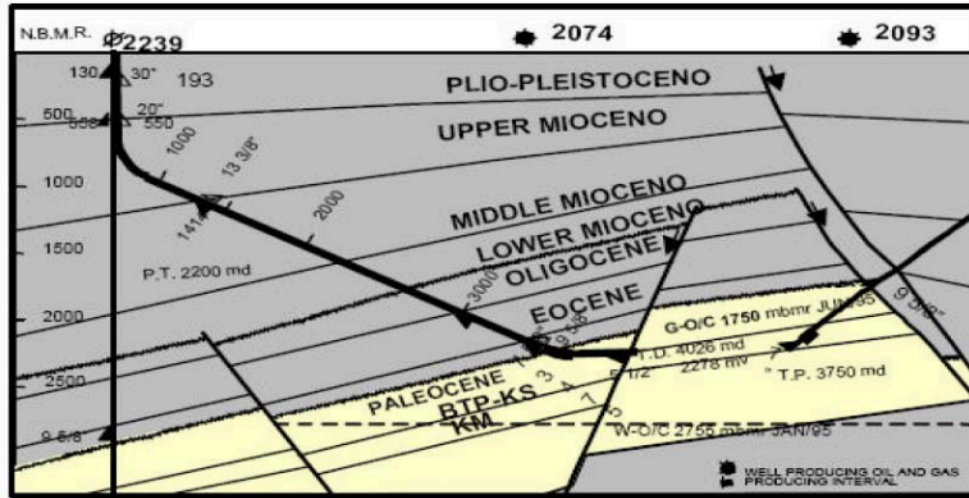


Figura 1.6

Localización del Pozo Cantarell-2074, Región Marina Noreste<sup>6</sup>

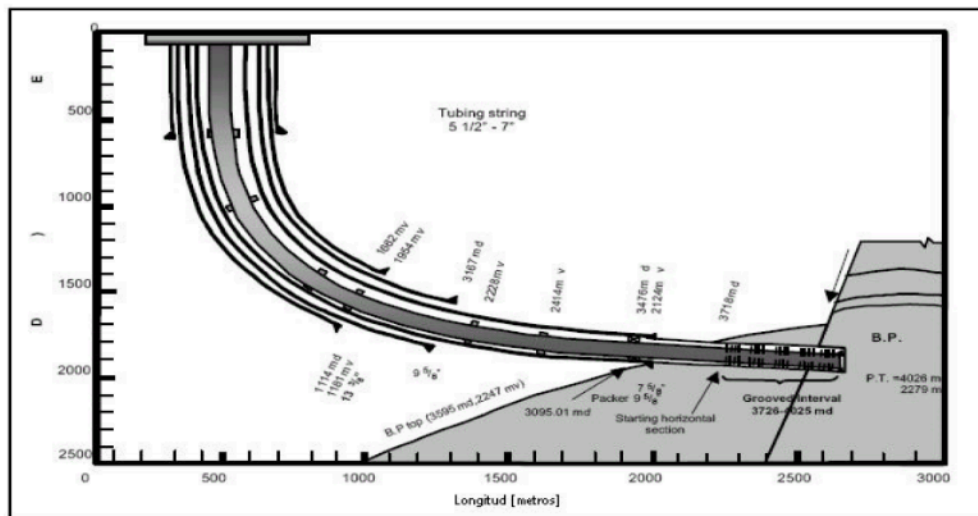
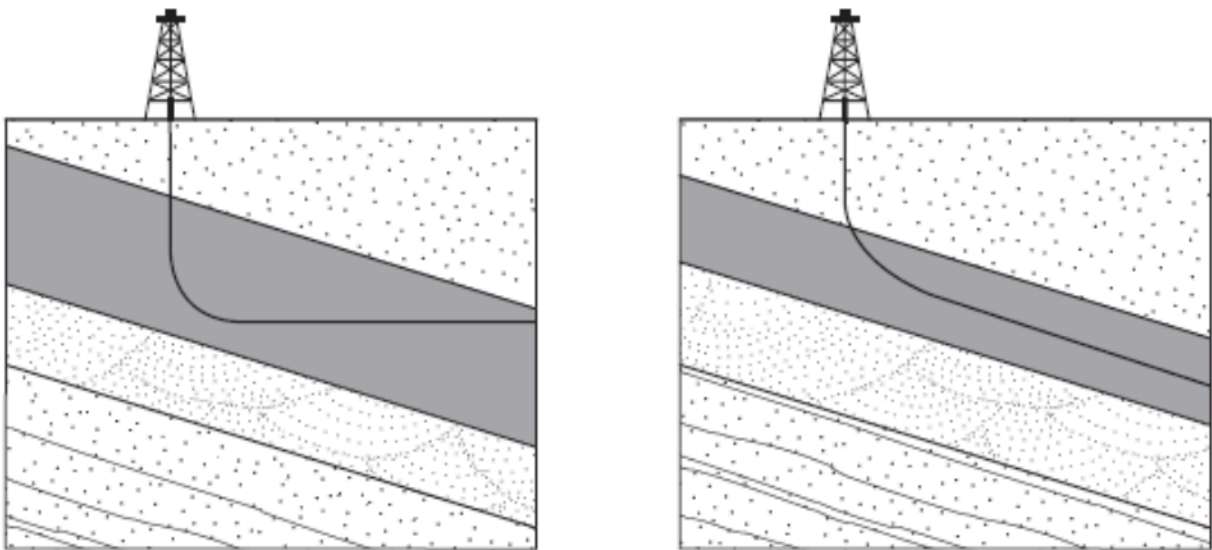


Figura 1.7

Estado Mecánico de la Terminación del Pozo Cantarell-2074, Región Marina Noreste<sup>6</sup>

### 1.3 DEFINICIÓN DE POZO HORIZONTAL

Se define a un pozo horizontal como aquel en donde la ultima etapa que se perfora es horizontal o paralelo al yacimiento (pozos de gran desviación)<sup>7</sup>. Algunos autores mas estrictos consideran que son pozos horizontales los que necesariamente tienen una desviación de 90 grados con respecto a la vertical, de otra forma serian considerados como pozos direccionales. S.D. Joshi considera los pozos horizontales<sup>1</sup> desde dos puntos de vista; un pozo horizontal desde el punto de vista operacional puede ser aquel pozo que tiene una desviación mayor de 70° a partir de la vertical, donde las herramientas convencionales de perforación y producción no pueden ser usadas; y desde el punto de vista de yacimientos, los pozos con una desviación por encima de los 80° a partir de la vertical son considerados horizontales y es obvio como su nombre lo dice que tienen un enfoque típico de producción de un pozo horizontal.



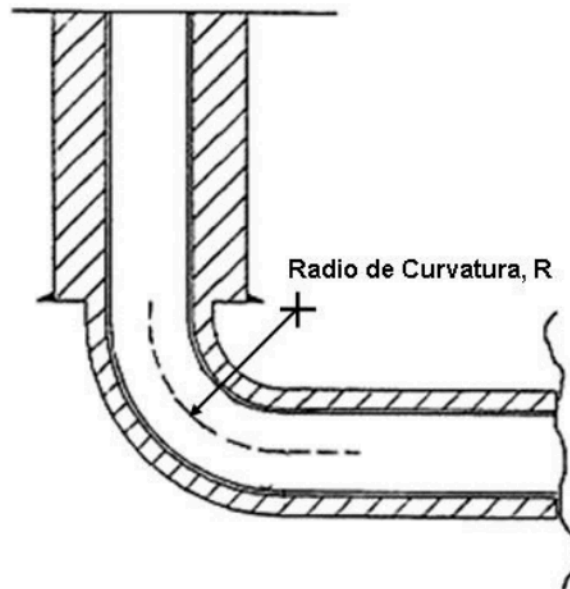
**Figura 1.8**

Configuraciones alternativas de un pozo horizontal<sup>8</sup>

Los pozos horizontales pueden ser aplicados a yacimientos de baja permeabilidad, yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad y en yacimientos naturalmente fracturados, conectando las fracturas con el pozo y de esta forma permitiendo el flujo de los fluidos del yacimiento. La decisión de desarrollar un yacimiento con pozos horizontales o con pozos verticales es una decisión que debe tomarse de acuerdo a las características del yacimiento.

#### 1.4 TECNICAS DE PERFORACIÓN Y DETERMINACION DE LA LONGITUD DEL POZO HORIOZONTAL

Las técnicas de perforación para perforar pozos horizontales son clasificadas dentro de cuatro categorías, dependiendo del radio de curvatura. El radio de curvatura es el radio que se requiere para girar desde la vertical a la dirección horizontal. La perforación horizontal inicia con una sección vertical o un equipo con una cierta orientación (equipo de orientación), continuando la construcción de una curva de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  antes de entrar al intervalo horizontal de interés. Esto último se logra con la aplicación de los siguientes métodos para el tipo de construcción de radio de curvatura (Figura 1.9)



**Figura 1.9**

Esquema del cambio de la trayectoria vertical hacia la horizontal mediante el radio de curvatura<sup>9</sup>

### *1) Pozos de Radio Largo*

El radio de curvatura es de 1000 a 3000 ft; el ángulo de incremento es de 2° a 6° por cada 100 ft. La curvatura se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar, y por lo tanto, la terminación del pozo.

Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera. Es conocida como largo alcance o “alcance extendido”. Sin embargo, estos pozos son perforados de 70° a 80° sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal. Esta técnica se aplica para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campo en desarrollo.

### *2) Pozos de Radio Medio*

El radio de curvatura es de 300 a 800 ft; el ángulo de incremento es de 6° a 20° por cada 100 ft. Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con afallamientos y estratos muy pronunciados, con ellos se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado.

La extensión horizontal máxima posible parece incrementarse día con día con longitudes realizadas de hasta 3200 pies. La aplicación de este sistema, es el trabajo de la tubería de perforación y la T.R., crea resultados y problemas de fricción dentro de los límites aceptables.

La técnica debe ser primordialmente aplicada dentro de los yacimientos de aceite con propiedades especiales tales como fracturas naturales, capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. La ejecución del radio medio requiere de soportes técnicos y mas específicamente de aparejos de fondo flexibles.



### 3) Pozos de Radio Corto

El radio de curvatura es de 20 a 40 ft, el ángulo de incremento es de 2° a 5° por cada pie. La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento, o bien, por razones económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento. Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. El drenaje horizontal múltiple con diámetro arriba de 6" puede perforarse para un pozo vertical. Rigurosamente usan herramientas articuladas en la sarta de perforación. De esta forma se genera la dirección al yacimiento para un pozo sencillo. El agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora. Puede corregirse el curso si se requiere para mantener la fase horizontal hacia el objetivo. La técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados.

### 4) Pozos de Radio Ultracorto

El radio de curvatura es de 1 a 2 ft; el ángulo de incremento es de 45° a 60° por cada pie. Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos dentro del yacimiento que tiene recuperación de energía natural.

De acuerdo a la técnica de perforación se puede determinar la longitud óptima del pozo horizontal<sup>10</sup> realizando las siguientes operaciones:

$$R = \left( \frac{100}{B} \right) \left( \frac{180}{\pi} \right) = \frac{5730}{B} \quad (1.1)$$

$$B = \frac{\text{Grados}}{100[\text{ft}]} \quad (1.2)$$

Donde

$R$  = Radio de curvatura, ft.

$B$  = Ángulo de incremento, °/ft.

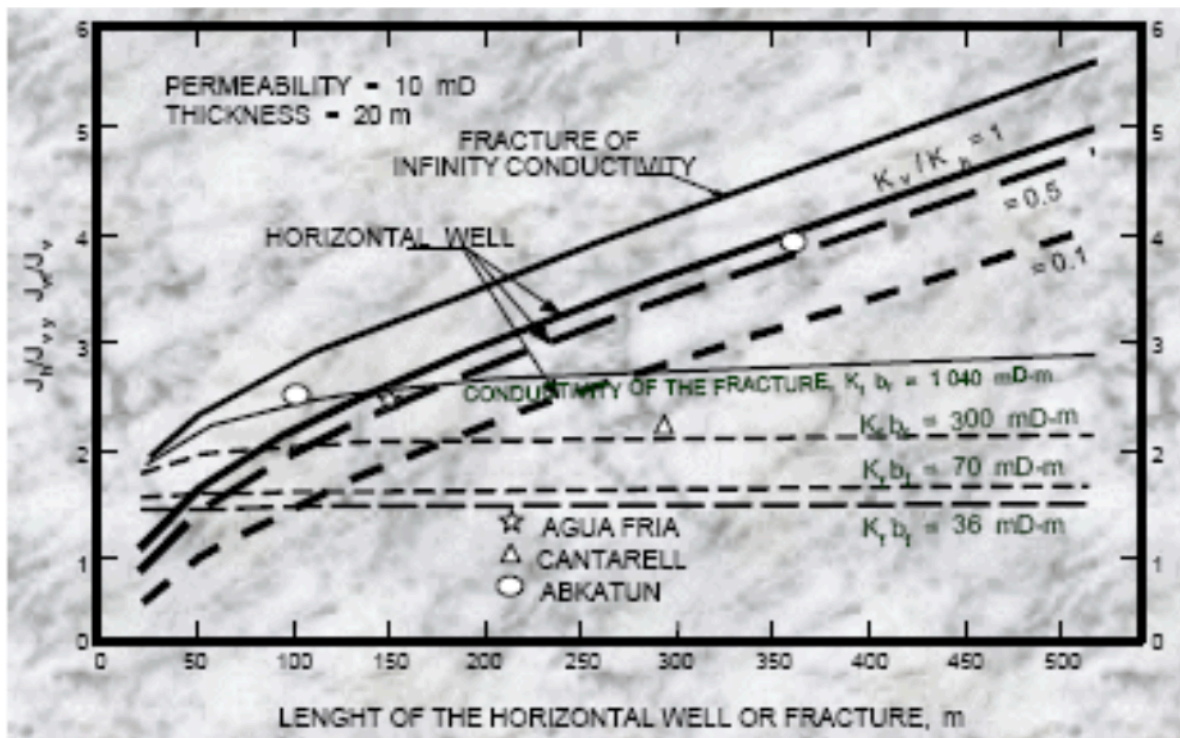
De esta forma se pueden hacer algunas aproximaciones para determinar la longitud del pozo horizontal para cada técnica de perforación como se muestra a continuación:

a) Radio ultracorto	$R=1-2$ ft	$L=100-200$ ft
b) Radio corto	$R= 20-40$ ft	$L=100-800$ ft
c) Radio corto intermedio	$R=120-150$ ft	$L=1000$ ft
d) Radio Medio	$R= 300-800$ ft	$L=1000-4000$ ft
e) Radio largo	$R>1000$ ft	$L=1000-4000$ ft

**1.5 COMPARACIÓN DE POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES**

Como ya se ha mencionado en este capítulo, los pozos horizontales poseen ciertas ventajas sobre los pozos verticales; una forma simple de hacer estas comparaciones es mediante la productividad de cada uno. A continuación se presentan la comparación de los dos tipos de pozos, con sus respectivas propiedades.

En la siguiente figura se muestra la comparación gráfica de los índices de productividad de tres pozos diferentes localizados en México.



**Figura 1.10**

Índices de Productividad de Pozos Horizontal, Vertical y Fracturado<sup>6</sup>

De la misma forma, siguiendo con la comparación de los pozos verticales y horizontales, se presenta la siguiente tabla para ver cual de ellos posee ventaja sobre el otro.

TABLA 1.1 COMPARACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES. VERTICALES Y VERTICALES FRACTURADOS<sup>6</sup>

Campo	Tipo de Pozo	Q <sub>o</sub> [BPD]	Δp [kg/cm <sup>2</sup> ]	J [BPD/kg/cm <sup>2</sup> ]	L [m]	J <sub>h</sub> /J <sub>v</sub>
AGUA FRIA	Vertical fracturado	921.5	21.9	42.0	80	2.4
	Vertical sin fractura	245.0	100.7	2.43	-	
	Horizontal	409.0	71.7	5.70	150	
CANTARELL	Inclinado (2094)	7071	1.14	6203	-	2.0
	Horizontal (2074)	8800	116.6	75.5	290	
ABKATUN	Vertical (212-A)	1234	39	31.6	-	4.1
	Horizontal (221)	2599	20	129.9	365	
	Horizontal (223)	2432	31	78.6	100	

Por otro lado, a continuación se muestra otra tabla donde se puede observar que la productividad se incrementa aumentando la longitud horizontal del pozo, donde el radio del pozo ( $r_w$ ) es de 0.365 ft, la longitud del pozos horizontal es mas grande que la altura del yacimiento y que la longitud del pozo horizontal es restringido a que sea menor que el diámetro de drene (2979 ft) de un pozo vertical espaciado a 160 [acre]. También es necesario señalar que se puede apreciar la influencia de la anisotropía del yacimiento debido al cambio en la permeabilidad en la dirección vertical y horizontal.

TABLA 1.2 COMPARACIÓN DE DOS POZOS VERTICAL Y HORIZONTAL ESPACIADOS A 160 [ACRE]<sup>1</sup>

$J_{horizontal} / J_{vertical}$			
Longitud Horizontal [ft]	$\frac{k_v}{k_h} = 0.1$	$\frac{k_v}{k_h} = 0.5$	$\frac{k_v}{k_h} = 1.0$
Altura del Yacimiento = 25 [ft]			
100	1.07	1.52	1.67
200	1.59	2.04	2.17
500	2.58	3.02	3.13
1000	3.86	4.33	4.44
1500	5.11	5.65	5.77
2000	6.48	7.13	7.28
Altura del Yacimiento = 50 [ft]			
100	-	1.14	1.34
200	1.09	1.66	1.87
500	1.99	2.66	2.87
1000	3.16	3.94	4.16
1500	4.27	5.21	5.46
2000	5.46	6.6	6.91
Altura del Yacimiento = 100 [ft]			
100	-	-	-
200	-	1.17	1.42
500	1.32	2.1	2.4
1000	2.24	3.29	3.65
1500	3.12	4.43	4.86
2000	4.04	5.66	6.19
Altura del Yacimiento = 200 [ft]			
100	-	-	-
200	-	-	-
500	-	1.42	1.76
1000	1.37	2.4	2.86
1500	1.96	3.32	3.9
2000	2.57	4.28	5.01
Altura del Yacimiento = 400 [ft]			
100	-	-	-
200	-	-	-
500	-	-	1.11
1000	-	1.5	1.93
1500	1.08	2.14	2.71
2000	1.43	2.79	3.52

## 1.6 LIMITACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES

La adecuada selección de la trayectoria requiere de mucho cuidado en su programación, evaluación, perforación y terminación. Actualmente se pueden perforar pozos con una gran longitud horizontal, suministrando significativamente un área de contacto mayor a la que puede aportar un pozo vertical. En la actualidad los pozos horizontales han sido usados para drenar múltiples estratos.

Aunque las aplicaciones de los pozos horizontales son bastante amplias, también se presentan desventajas debido a que constantemente se tiene que incluir tecnología nueva, o se tiene poco conocimiento de aplicación. Algunas desventajas que se pueden mencionar son las siguientes:

- Inestabilidad del agujero, la cual puede provocar cierres o fracturas del agujero.
- Estratos o capas de recortes en la parte baja del pozo debido a la limpieza ineficiente del agujero.
- Enjarres depositados en formaciones permeables.
- Pegaduras de tuberías de perforación y revestimiento.
- Dificultades al realizar registros y hacer pruebas de presión
- Trabajos pobres de cementación
- El costo es alrededor de 1.4 a 3 veces más que un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y la técnica de terminación empleada. Aunque el aumento en el costo de la perforación de pozos horizontales sobre los pozos verticales se ha reducido significativamente en los últimos años.
- Los sistemas artificiales de producción para pozos horizontales son limitados y costosos.

La desventaja más notable en la producción de los pozos horizontales puede ser la ineffectividad en formaciones potentes, sobre todo en las formaciones con permeabilidad vertical baja y permeabilidad horizontal alta, tomando en cuenta que la permeabilidad afecta la productividad. De la misma forma, los costos de mantenimiento de los pozos horizontales son aun elevados a comparación de los pozos verticales pero esto no descarta su eficiencia.

## 1.7 APLICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales han sido usados con gran éxito en las siguientes aplicaciones:

- En yacimientos con baja permeabilidad o bien donde  $K_{vertical} > K_{horizontal}$ .
- En yacimientos heterogéneos.
- Pueden incrementar los ritmos de producción en campos existentes, en donde los pozos verticales son de bajo índice de productividad.
- Se pueden desarrollar campos costa afuera con pocos pozos y por ende plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales.
- Esta técnica es aplicable tanto a formaciones de areniscas como en calizas.
- En yacimientos delgados en lo que se requiere un gran numero de pozos verticales para explotarlo.
- Si hay un acuífero asociado con un casquete de gas la situación es aun más favorable para los pozos horizontales.
- En yacimientos estratificados.
- En proyectos de recuperación secundaria o terciaria, ya que puede incrementar el índice de inyección y mejorar el barrido, sobre todo en yacimientos de baja permeabilidad y muy compactos.

- En formaciones estrechas donde es posible hacer fracturas múltiples (4 o más por pozo).
- En yacimientos naturalmente fracturados, los pozos horizontales han sido usados para atravesar fracturas y drenar el yacimiento efectivamente.
- En yacimientos con problemas de conificación de agua y gas, los pozos horizontales han sido usados para minimizar estos problemas, e incrementar la producción del aceite.
- En yacimientos de gas, los pozos horizontales pueden ser usados en yacimientos con baja permeabilidad, estos pueden incrementar el área de drene del pozo y reducir el número de pozos que son requeridos para drenar el yacimiento e incrementar la producción de gas.
- En yacimientos de alta permeabilidad, en pozos verticales las velocidades del gas son altas, los pozos horizontales pueden ser utilizados para reducir la turbulencia en la vecindad del pozo y mejorar la producción.
- En pozos mar adentro, en lugares remotos, y áreas de medio ambiente sensible donde el costo del proyecto puede ser reducido al minimizar el número de pozos que son requeridos para drenar el yacimiento, que puede ser drenado de una sola plataforma, y reducir significativamente los costos de los proyectos costa fuera (Figura 1.11).
- Similarmente, en áreas naturales sensibles y en yacimientos bajo las ciudades, los pozos horizontales pueden ser empleados para explotar el yacimiento con un mínimo de problemas en la superficie (Figura 1.11).

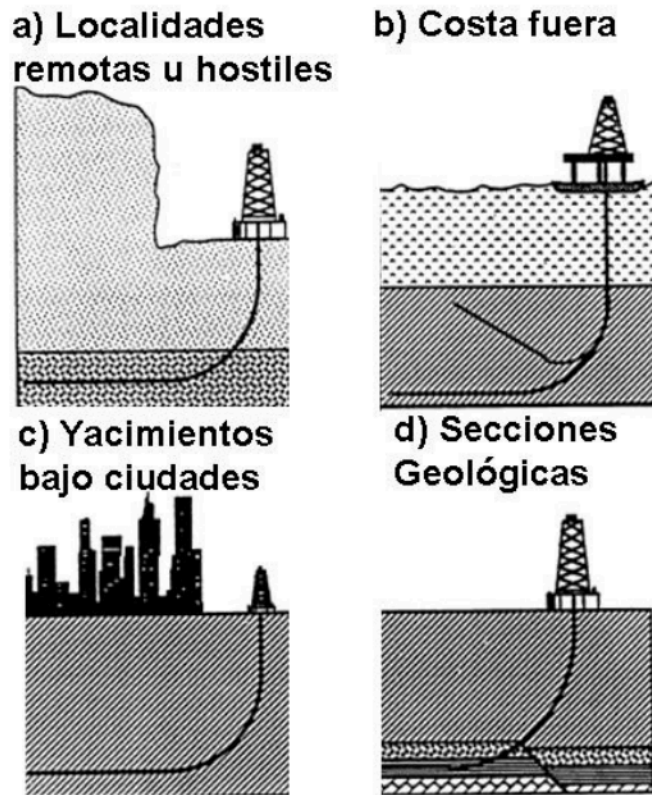
Además las ventajas en la producción de los pozos horizontales son muy variadas debido al éxito que tienen. Los pozos horizontales en general tienen un mayor porcentaje de recuperación de reservas que los pozos verticales, las dos razones para obtener reservas mas altas son las siguientes:

- El incremento del área de drene
  - El incremento del índice de productividad
-



Según historias de producción actuales, las tasas de producción alcanzadas mediante pozos horizontales varían entre 5 a 20 veces más que la de los pozos verticales. La caída o diferencial de presión, durante la producción es menor en un pozo horizontal. El índice de productividad es mucho mas sensible al daño superficial en un pozo vertical que un uno horizontal de las mismas condiciones, esto es de especial importancia cuando se esta enfrente de formaciones débilmente consolidadas. La velocidad de flujo en un pozo horizontal será mucho menor que en un pozo vertical, lo cual reduce el arrastre.

Las altas tasas de producción con velocidades menores de flujo y caída de presión más bajas proporcionan flujos totales económicos con lo que se mejora la eficiencia y economía de la recuperación de petróleo. Una de las ventajas de los pozos horizontales sobre los verticales es el incremento del contacto directo entre la sección lateral del pozo y la zona productora. El intervalo disparado de un pozo vertical esta limitado por el espesor de la zona productora, si se tiene en cuenta que generalmente la longitud del horizonte productivo es mayor que su potencial. Otra de las ventajas es la posibilidad de completar varios pozos horizontales desde una misma locación y cubrir un área de drene mayor, especialmente en áreas de alta sensibilidad ambiental. En el caso de una zona productora muy delgada, los pozos verticales pueden ser poco viables económicamente debido a que los disparos solo cubren un área pequeña de lo que puede estar realmente el yacimiento horizontalmente.

**Figura 1.11**

Algunas Aplicaciones de los Pozos Horizontales<sup>9</sup>

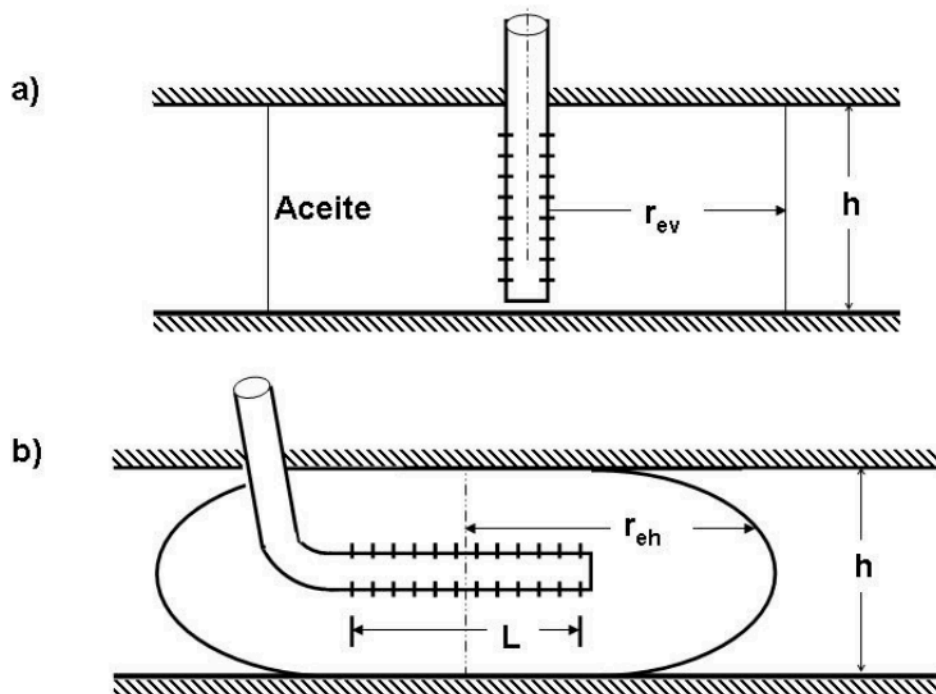
Por las razones anteriormente expuestas, en esta tesis se presentan algunos temas de interés relacionados con la productividad de los pozos horizontales, incluyendo desde los factores que intervienen en la productividad de los pozos horizontales como puede ser el área de drene de un pozo horizontal, el radio efectivo de un pozo horizontal, y los diferentes métodos que se pueden utilizar para predecir la productividad de un pozo horizontal, hasta algunas pruebas de presión para pozos horizontales. Las caídas de presión que se producen en la explotación de los yacimientos mediante pozos horizontales es un tema que no se puede dejar atrás y es por esa razón que se incluye una explicación de cuales son los factores que influyen a que esto ocurra y una solución para minimizar esas caídas de presión.

# **CAPÍTULO 2**

## **CONCEPTOS BÁSICOS DE YACIMIENTOS PARA POZOS HORIZONTALES**

El área de drenaje de un pozo horizontal y uno vertical difieren en cuanto al volumen y a la forma que drenan. Un pozo vertical drena un volumen en forma cilíndrica, mientras que un pozo horizontal drena en forma elipsoidal, una elipse en tres dimensiones. En general, los pozos horizontales drenan un mayor volumen del yacimiento que los pozos verticales. En la Figura 2.1 se pueden observar estos fenómenos.

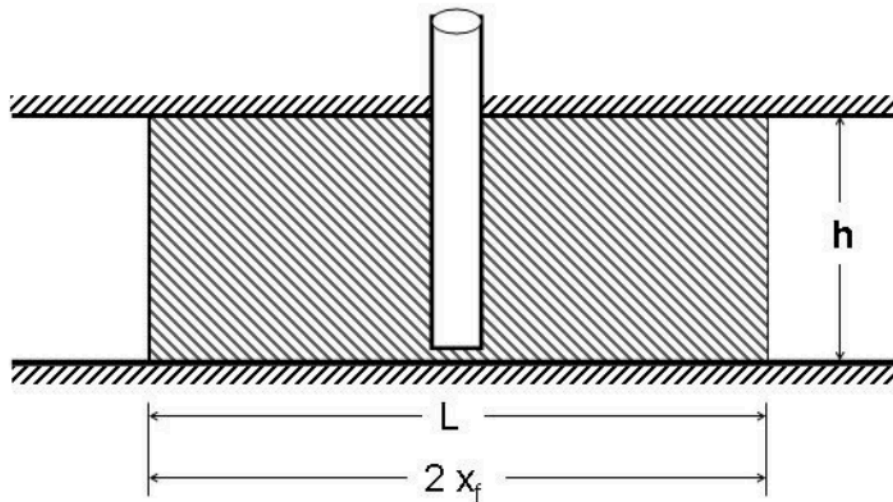


**Figura 2.1**

Esquemas del área de drenaje de un pozo vertical y un pozo horizontal

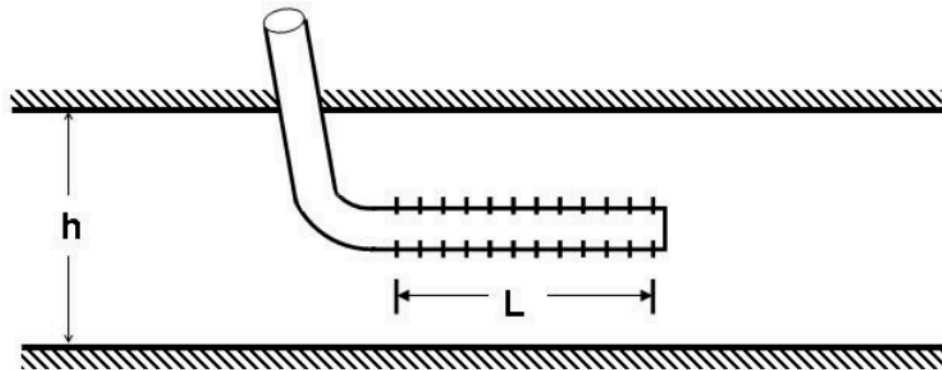
El esquema de un pozo vertical en una fractura se puede observar en la Figura 2.2, el pozo es perforado en el yacimiento con un espesor  $h$ , esta penetrando totalmente la fractura y cubriendo el espesor total del yacimiento. La mitad de la longitud de drenaje de la fractura es igual a  $x_f$ . Sin embargo suponiendo que la fractura tiene una conductividad infinita, significa que la caída

de presión dentro de la fractura es despreciable. En otras palabras, la presión del pozo en forma vertical y en cada punto dentro de la fractura es el mismo. Esto representa una fractura ideal o deseada para un pozo vertical. Si la altura de esta fractura fuera menor, se puede diseñar un pozo horizontal en ella (Figura 2.3). Un pozo horizontal representa un caso limitante de una fractura de conductividad infinita, donde la altura de la fractura es igual al diámetro del pozo. Esto también indica que el diámetro del agujero de un pozo horizontal tendría una influencia en su comportamiento. Por ejemplo en lugar de perforar un agujero de  $4\frac{1}{2}$ " de diámetro, se puede perforar un agujero de  $9\frac{7}{8}$ " de diámetro; y en consecuencia se tendría una medida del agujero mas del doble. Esto incrementaría el área abierta al flujo del pozo.



**Figura 2.2**

Esquema de un pozo vertical en una fractura

**Figura 2.3**

Esquema de un Pozo Horizontal

En este capítulo se tratarán temas relacionados con la productividad de los pozos, verticales y horizontales, conceptos como el Factor de Daño, el Radio efectivo del Pozo y la Influencia de la Anisotropía Areal. El índice de productividad que es un parámetro para determinar que tan efectivo es un pozo y los Regímenes de Flujo que están presentes a lo largo de la vida productiva de un pozo son temas de gran interés que se deben conocer para lograr entender el comportamiento de un Pozo Horizontal.

## 2.1 FACTOR DE DAÑO

Van Everdingen y Hurst introdujeron el concepto de factor de daño a la industria petrolera<sup>11,12,13</sup>. Ellos notaron que para un gasto dado, la presión real de fondo fluyendo fue menor que el calculado teóricamente. Esto indicó que había una caída de presión adicional al calculado teóricamente. Además, se determinó que esta respuesta a la presión era independiente del tiempo. Ellos atribuyeron esta caída de presión a una pequeña zona de cambio o reducción de permeabilidad alrededor del pozo. Mientras se perfora un pozo, este tiene una diferencial de presión positiva actuando desde el pozo hacia la formación para prevenir el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo. Esto es resultado del flujo de lodo de perforación hacia la formación, y las partículas suspendidas en el mismo lodo de perforación pueden bloquear algunos espacios porosos alrededor del pozo. Lo cual da como resultado en la zona, la reducción de la permeabilidad alrededor del pozo.

Van Everdingen y Hurst lo llamaron “Zona invadida”, zona dañada, o zona sensible, y la asociada caída de presión como el efecto del factor de daño. Es importante mencionar que Van Everdingen y Hurst estudiaron únicamente el daño en alrededor del pozo, lo cual significa que la caída de presión real es más alta que la caída de presión teórica. La caída de presión por el daño se calcula con la siguiente ecuación:

$$s = \frac{kh(\Delta p)_{skin}}{141.2q\mu_o B_o} \quad (2.1)$$

En general, el factor de daño en pozos puede variar desde +1 hasta +10, aunque son posibles valores más altos. Cuando el valor de daño resulta ser un valor negativo se presentan varias dificultades matemáticas y físicas; en la

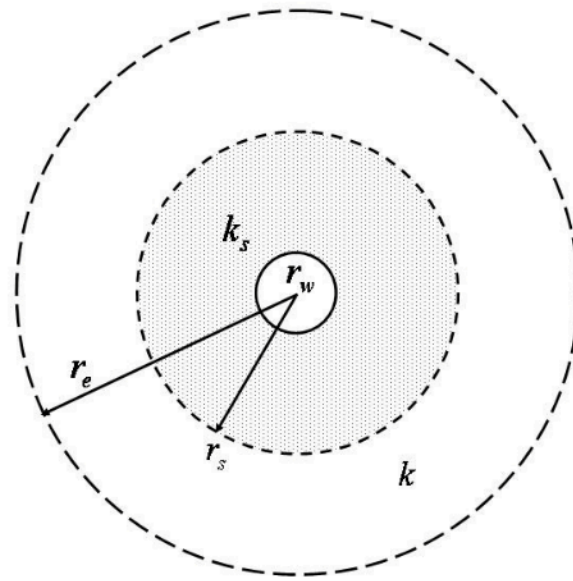
---

Ecuación 2.1 un valor negativo del factor de daño representa el flujo del pozo hacia la formación. Para entender este problema, Hawkins<sup>14</sup> introdujo un concepto de factor de daño. Él mostró que el factor de daño para una zona dañada de radio  $r_s$  con permeabilidad  $k_s$  en una formación con permeabilidad,  $k$ , y radio de pozo,  $r_w$  puede ser calculada de la siguiente forma (Figura 2.4):

$$s = \left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (2.2)$$

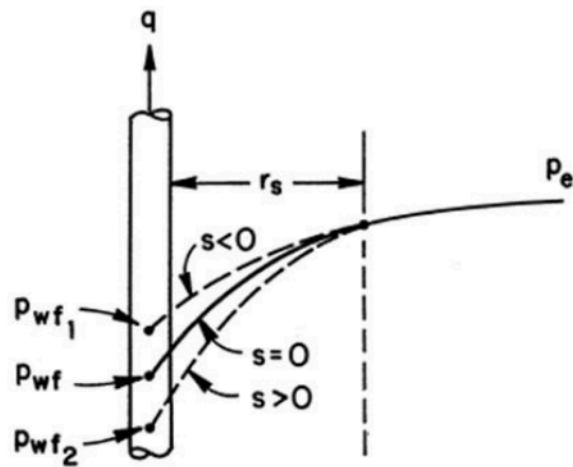
Al igual que Van Everdingen y Hurst, Hawkins también asumió un estado de flujo estacionario a través de la región dañada. Estrictamente hablando, el factor de daño es únicamente válido para flujo estacionario y pseudoestacionario. Debido a la modificación de Hawkins para pozos verticales estimulados y en fracturas, el factor de daño fue representado con el valor del factor de daño negativo. Bajo esta suposición, la presión de producción en el pozo es más alta que la presión esperada. Por ejemplo, el pozo está produciendo a un gasto deseado a una presión de fondo fluyendo significativamente más alto que el valor calculado teóricamente (Figura 2.5). Los pozos verticales estimulados pueden tener un valor del factor de daño negativo muy alto. Lo cual muestra, teóricamente, que los pozos horizontales pueden también ser representados como un pozo vertical con un gran valor negativo de factor de daño, teóricamente los pozos horizontales pueden ser representados como pozos verticales altamente estimulados.





**Figura 2.4**

Pozo con una zona dañada



Para un gasto dado,  $q$

$$p_{wf1} > p_{wf} > p_{wf2}$$

**Figura 2.5**

Efecto del factor de daño sobre la presión del flujo de un pozo<sup>1</sup>

Como ya se ha mencionado, la invasión de los fluidos de perforación provoca la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo. En general, un yacimiento con alta permeabilidad está expuesto a una zona de invasión más grande que los yacimientos de baja permeabilidad. Sin embargo, el porcentaje de pérdida de permeabilidad en zona de alta permeabilidad es más pequeño que en una zona de baja permeabilidad. En algunos casos, dependiendo del lodo de perforación utilizado, las pruebas muestran que la zona invadida es limitada aun en formaciones de alta permeabilidad. Las formaciones de alta permeabilidad tienen probablemente medidas de garganta de poro más grande que las formaciones de baja permeabilidad. Esas amplias gargantas probablemente no están del todo bloqueadas por sólidos del fluido de perforación y por la invasión de lodo, lo que resulta en un porcentaje menor de la pérdida de la permeabilidad de la formación inicial. En contraste, las formaciones de baja permeabilidad, la garganta de poro es más pequeña, y los sólidos del fluido de perforación probablemente bloqueen esos espacios, dando como resultados una gran reducción en la permeabilidad en la vecindad del pozo.

Analizando la Ecuación 2.2, se indica que el espesor de la zona invadida es menos importante que el cambio de la permeabilidad en la zona invadida. Esto se debe a que el radio de la zona invadida,  $r_s$ , está en términos logarítmicos en esa ecuación, por lo tanto ejerce menos influencia en el factor de daño que la permeabilidad de la zona invadida,  $k_s$ .

Normalmente, los factores de daño son estimados usando pruebas de presión. Conociendo los factores de daño, se pueden estimar las caídas de presión a través de la zona dañada. Reformulando la Ecuación 2.1 para calcular las caídas de presión en la zona dañada en pozos verticales se obtiene:

$$(\Delta p)_{skin} = s \left( \frac{141.2 \mu_o B_o}{k} \right) \left( \frac{q}{h} \right) \quad (2.3a)$$

Donde  $(\Delta p)_{skin}$  depende de  $\left(\frac{q}{h}\right)$ , si el gasto de flujo entra por unidad de longitud del pozo, por lo tanto, las caídas de presión para pozos horizontales se pueden aproximar de la siguiente forma:

$$(\Delta p)_{skin} = s \left( \frac{141.2 \mu_o B_o}{k} \right) \left( \frac{q}{L} \right) \quad (2.3b)$$

Haciendo una comparación entre las dos ecuaciones anteriores, lo único que cambia es la altura  $h$  por la longitud  $L$ , demostrando que la pérdida de presión en un pozo horizontal es menor que en uno vertical, ya que la relación:

$\left(\frac{q}{h}\right) > \left(\frac{q}{L}\right)$  y por lo tanto  $(\Delta p)_{skin\ vertical} > (\Delta p)_{skin\ horizontal}$  considerando que las demás condiciones sean las mismas y la longitud de flujo de un pozo horizontal sea mayor a la de un pozo vertical. A continuación se presenta un ejemplo para ilustrar esta comparación.

### Ejemplo 2.1

*Calcular la caída de presión en las zonas dañadas en un pozo vertical y un pozo horizontal de 1000 [ft] de longitud. Las pruebas de presión muestran que para el pozo vertical el factor de daño es de +1 al igual que el pozo horizontal. Con las mismas propiedades de yacimiento siguientes:*

$$s = +1$$

$$k_v = k_h = 10 \text{ md}$$

$$h = 25 \text{ ft}$$

$$q_v = 1000 \text{ BOPD}$$

$$q_h = 2500 \text{ BOPD}$$

$$\mu_o = 0.8 \text{ cp}$$

$$B_o = 1.6$$

*Solución:*

*De la Ecuación 2.1*

$$s = \frac{kh(\Delta p)_{skin}}{141.2q\mu_o B_o}$$

$$(\Delta p)_{skin,vertical} = s \left( \frac{141.2\mu_o B_o}{k} \right) \left( \frac{q}{h} \right)$$

$$(\Delta p)_{skin,vertical} = +1 \left( \frac{141.2(0.8)(1.06)}{10} \right) \left( \frac{1000}{25} \right)$$

$$(\Delta p)_{skin,vertical} = 478.9504 \text{ [lb/in}^2\text{]}$$

*Ahora calculamos la caída de presión para el pozo horizontal*

$$(\Delta p)_{skin.horizontal} = s \left( \frac{141.2\mu_o B_o}{k} \right) \left( \frac{q}{L} \right)$$

$$(\Delta p)_{skin.horizontal} = +1 \left( \frac{141.2(0.8)(1.06)}{10} \right) \left( \frac{2500}{1000} \right)$$

$$(\Delta p)_{skin.horizontal} = 29.9344 \text{ [lb/in}^2\text{]}$$

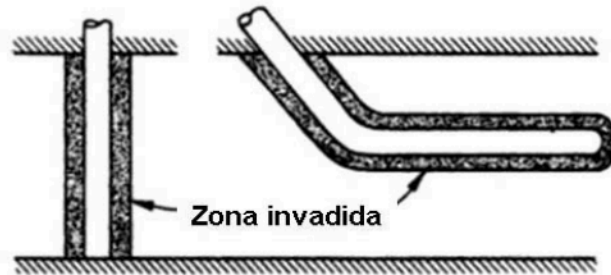
*Como se puede apreciar en los resultados, la caída de presión en el pozo horizontal es menor que el del pozo vertical.*

## 2.2 FACTOR DE DAÑO EN POZOS HORIZONTALES

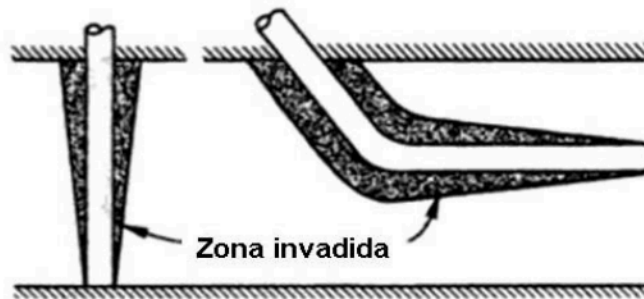
Para un factor de daño dado, el tratamiento de estimulación para remover el daño en la vecindad del pozo podría tener menor efecto sobre la productividad de un pozo horizontal que en un pozo vertical. Sin embargo antes de decidir estimular un pozo horizontal es importante estimar la pérdida de presión en la zona dañada y compararlo con la caída de presión total que se da en el yacimiento. Esta comparación puede ser usada para definir la estimulación necesaria del pozo horizontal.

La mínima influencia del daño en la vecindad del pozo sobre la productividad del pozo horizontal en un yacimiento de alta permeabilidad puede explicar las razones por la que muchos proyectos de campo son exitosos con pozos horizontales en yacimiento de alta permeabilidad. En estos yacimientos, los pozos tuvieron un daño mínimo que no tiene influencia significativa en la productividad de pozos horizontales. Por otro lado, en yacimientos de baja permeabilidad, la influencia de daño en pozos horizontales puede ser más severa.

En muchos yacimientos, especialmente los de baja permeabilidad, los pozos verticales pueden ser estimulados mediante fracturas; sin esas fracturas los pozos verticales no tendrían gastos económicamente factibles. En ese tipo de yacimientos, la perforación de pozos verticales puede causar severos daños a la formación pero con la estimulación mediante fracturas puede mejorarse. Si un pozo horizontal es perforado en dicho yacimiento, el daño que provoque puede ser más grande que el de un pozo vertical. Esto se debe a que la perforación de un pozo horizontal toma mas tiempo que la de un pozo vertical, dando como resultado una zona de forma cónica dañada (Figura 2.6b), esta zona dañada puede reducir significativamente la productividad de un pozo horizontal.

**Figura 2.6a**

Zonas Dañadas “Ideales” por lodo de perforación para Pozos Vertical y Horizontal<sup>1</sup>

**Figura 2.6b**

Zonas Dañadas en Forma Cónica<sup>1</sup>

El factor de daño puede variar a lo largo de la longitud del pozo, en la Figura 2.7a se muestra cual puede ser la tendencia de dicho daño. Tomando en cuenta la experiencia de factor de daño en pozos verticales, podemos estimar el daño a lo largo de la longitud de un pozo horizontal. La disponibilidad de datos de núcleos para datos de prueba de daño en pozos verticales puede ser de gran utilidad en la construcción de dicha gráfica como se aprecia en la Figura 2.7a estas gráficas pueden ser usadas para estimar el daño esperado promedio de un pozo horizontal. Es importante mencionar que en las pruebas de un pozo horizontal, el valor de daño calculado representaría un valor promedio del pozo completo.

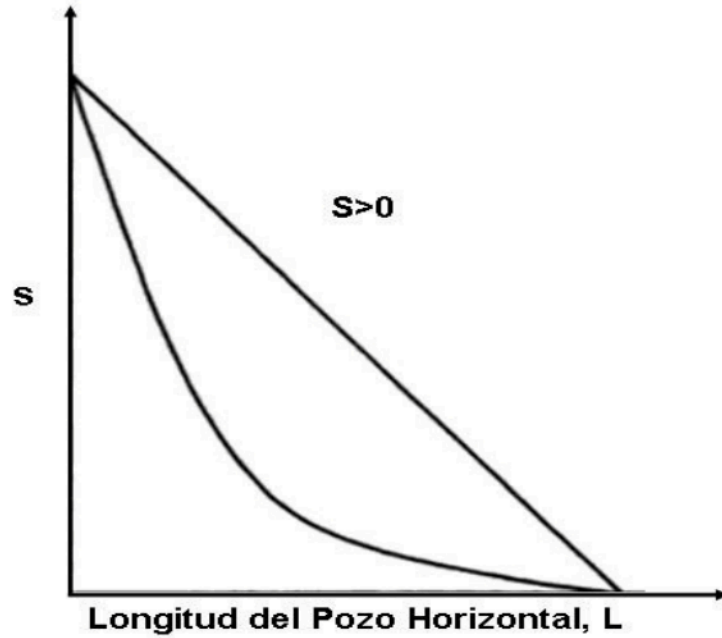


Figura 2.7<sup>a</sup>

Posible variación en el Factor de Daño Mecánico relacionado con la perforación a lo largo de la longitud del Pozo

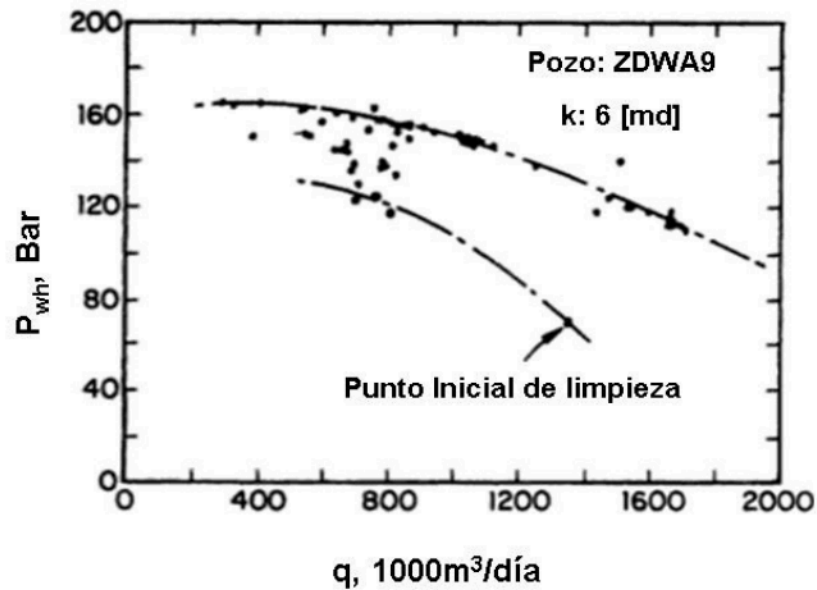


Figura 2.7<sup>b</sup>

Efecto de Limpieza de Lodo en un Pozo Horizontal de gas, Campo Zuidwal, Holanda<sup>16</sup>

### 2.3 RADIO EFECTIVO DEL POZO, $r'_w$

El concepto de radio efectivo del pozo es usado para representar al pozo, el cual está produciendo a un gasto diferente del esperado de los cálculos basados en el radio del pozo perforado. La efectividad del radio del pozo es el radio teórico requerido para que coincida con el gasto requerido. Así, los pozos estimulados tendrán un radio efectivo del pozo más grande que el radio del pozo perforado, y los pozos dañados tendrán un radio efectivo de pozo más pequeño que el radio del pozo perforado. Una ecuación de flujo bajo estado estacionario con el radio efectivo de pozo puede ser escrito de la siguiente forma:

$$q = \frac{0.007078 k h \Delta p}{\mu_o B_o \ln \left( \frac{r_e}{r'_w} \right)} \quad (2.4)$$

Donde

$q$  = Gasto de aceite [bpd]

$k$  = Permeabilidad [md]

$h$  = Espesor del yacimiento [pie]

$\mu_o$  = Viscosidad [cp]

$B_o$  = Factor de volumen de la formación

$r_e$  = Radio de drenaje [pie]

$r'_w$  = Radio efectivo del pozo [pie]

$\Delta p$  = Caída de presión desde el área de drenaje hasta el pozo [lb/in<sup>2</sup>]



Así, el cambio en el radio aparente del pozo provoca un cambio en el gasto. Por lo tanto, el radio efectivo del pozo es un radio aparente del pozo que representa el gasto de flujo.

Matemáticamente, se puede describir de la siguiente forma,

$$r_w' = r_w \exp(-s) \quad (2.5)$$

Esta expresión se obtiene después de hacer varias consideraciones matemáticas

De la ecuación 2.2

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

Sustituyendo  $\left( \frac{r_w'}{r_w} \right)$  en lugar de  $\left( \frac{r_s}{r_w} \right)$ , quedando

$$s = \left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_w'}{r_w} \right) \quad (2.2a)$$

Despejando  $r_w'$

$$\frac{s}{\left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right]} = \ln \left( \frac{r_w'}{r_w} \right) \Rightarrow \exp \left( \frac{s}{\left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right]} \right) = \frac{r_w'}{r_w} \Rightarrow r_w' = r_w \exp \left( \frac{s}{\left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right]} \right)$$

Simplificando la expresión para una situación típica de un pozo estimulado, es decir que  $k_s \gg k$ , se obtiene

$$r_w' = r_w \exp \left( \frac{s}{-1} \right)$$

Finalmente,

$$r_w' = r_w \exp(-s) \quad (2.5)$$

De esta forma sustituyendo la Ecuación 2.5 en 2.4

$$q = \frac{0.007078kh\Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)} \Rightarrow q = \frac{0.007078kh\Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w \exp(-s)}\right)}$$

$$q = \frac{0.007078kh\Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e \exp(s)}{r_w}\right)} \Rightarrow q = \frac{0.007078kh\Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \ln(\exp(s))}$$

$$q = \frac{0.007078kh\Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s} \quad (2.6)$$

Que es la ecuación para calcular el gasto para flujo estacionario incluyendo el factor de daño y el radio efectivo del pozo en unidades prácticas de campo, similares a la Ecuación 2.4.

### Ejemplo 2.2

Dados los siguientes parámetros de un yacimiento:

$$k = 10 \text{ md}$$

$$h = 40 \text{ pie}$$

$$P_e = 2,000 \text{ lb/in}^2$$

$$P_{wf} = 500 \text{ lb/in}^2$$

$$\mu_o = 0.5 \text{ cp}$$

$$B_o = 1.25$$

$$r_e = 1000 \text{ pie}$$

Donde

$P_e$  = Presión del Yacimiento en el Radio de Drene,  $r_e$

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo

Calcular los gastos de flujo bajo estado estacionario para  $r'_w = 0.35, 0.1$  y 20 pie. El diámetro de pozo perforado es de 0.35 pie.

Solución:

La Ecuación para flujo en estado estacionario es 
$$q = \frac{0.007078 k h \Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)}$$

Sustituyendo los valores, se obtiene

$$q = \frac{0.007078(10)(40)(200 - 500)}{(0.5)(1.25) \ln\left(\frac{1000}{r'_w}\right)}$$

$$q = \frac{6794.88}{\ln\left(\frac{1000}{r'_w}\right)}$$

Sí	$r'_w = 0.35$ pie	$q = 854$ BOPD
Sí	$r'_w = 0.1$ pie	$q = 738$ BOPD
Sí	$r'_w = 20$ pie	$q = 1737$ BOPD

De esta forma, un cambio en el gasto puede ser representado como un cambio en el radio aparente del pozo.

## 2.4 INDICE DE PRODUCTIVIDAD, $J$

El índice de productividad de un pozo,  $J$ , es definido como  $\frac{q}{\Delta p}$ , donde  $q$  es el gasto y  $\Delta p$  es la caída de presión. Las unidades de  $J$  son bbl/dia/psi o  $m^3/\text{dia}/\text{kPa}$ . Inicialmente, por simplicidad, se supone que se tiene presión constante en la frontera del yacimiento y en el centro del pozo. Lo cual dará como resultado un índice de productividad para flujo estacionario. Es importante recalcar que esta suposición de una presión constante es mantenida en el radio de drene y también por el mismo pozo. En las operaciones actuales de yacimientos, en recuperación primaria, esta caída de presión cambiaría a través del tiempo mientras mas fluidos sean extraídos del yacimiento; por eso, la caída de presión constante  $\Delta p$  se reducirá con el tiempo. Por definición, el índice de productividad para flujo estacionario es calculado con siguiente formula:

$$J = \frac{q}{\Delta p} = \frac{0.007078kh}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right)} \quad (2.7)$$

Cuando la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de burbuja se puede emplear la siguiente formula, considerando flujo en estado estacionario:

$$J^* = \frac{q}{(P_e - P_{wf})}$$

$$J^* = \frac{k_h h}{141.2 B_o \mu_o \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \frac{I_{ami} h}{L} \ln \left[ \frac{I_{ami} h}{r_w (I_{ami} + 1)} \right] \right\}} \quad (2.8)$$

Donde  $I_{ani}$  es en índice anisotrópico, consultar Apéndice B.

El índice de productividad también puede ser usado para comparar las productividades de dos pozos diferentes en el mismo yacimiento como:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right) \right]_2}{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right) \right]_1} \quad (2.9)$$

Donde el subíndice 1 y 2 se refieren al primer y segundo pozo. La ecuación 2.8 también se puede reescribir de la siguiente forma si utilizamos el factor de daño:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right) + s \right]_2}{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w'}\right) + s \right]_1} \quad (2.10)$$

### Ejemplo 2.3:

*Calcular la relación de productividad de dos pozos diferentes en el mismo yacimiento.*

*Pozo 1: Área= 40 acres,  $r_w' = 20$  pie*

*Pozo 2: Área= 80 acres,  $r_w' = 4$  pie*

*Solución:*

*La relación de productividades de dos pozos diferentes en el mismo yacimiento es:*

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w'} \right) \right]_2}{\left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w'} \right) \right]_1}$$

*Para el Pozo 1, el radio de drene,  $r_{e1} = \sqrt{\frac{40 \times 43,560}{\pi}} = 745 \text{ ft}$*

*Para el Pozo 2, el radio de drene,  $r_{e2} = \sqrt{\frac{80 \times 43,560}{\pi}} = 1053 \text{ ft}$*

*Ahora se sustituyen los valores y se obtiene la relación de productividad de los dos pozos:*

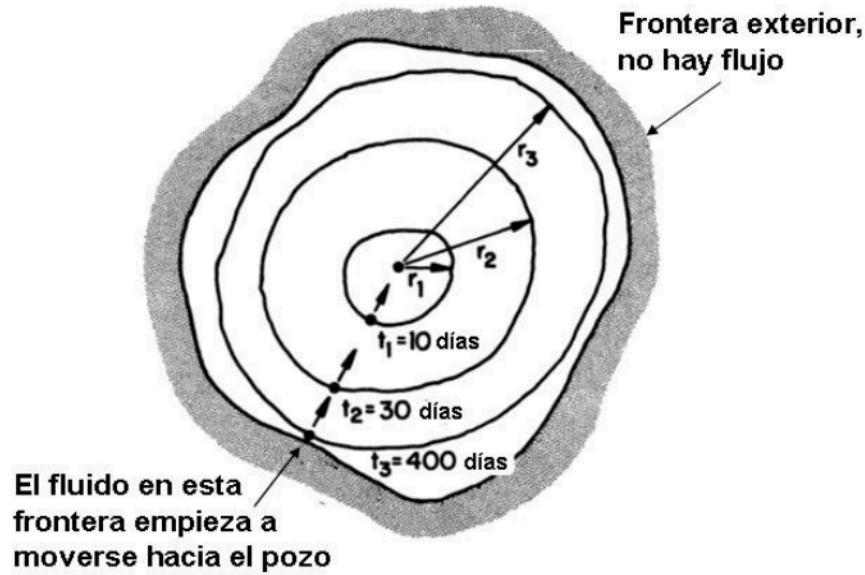
$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left[ \ln \left( \frac{1053}{4} \right) \right]_2}{\left[ \ln \left( \frac{745}{20} \right) \right]_1}$$

$$\frac{J_1}{J_2} = 1.54$$

Los conceptos de factor de daño, radio efectivo del pozo e índice de productividad son usados para representar la productividad del pozo. Como se ha mostrado anteriormente, es sencillo introducir el término de factor de daño al radio efectivo del pozo o a los índices de productividad.

2.5 REGÍMENES DE FLUJO

Debido a que la caída de presión decrece con el tiempo y similarmente el gasto de producción de un pozo decrece también con el tiempo, las caídas de presión se pueden explicar considerando varios regimenes de flujo.



Perfiles de Presión Radial

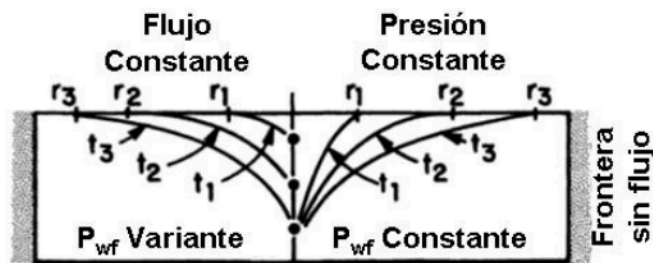


Figura 2.8

Perfiles de Presión como Función del Tiempo<sup>17</sup>

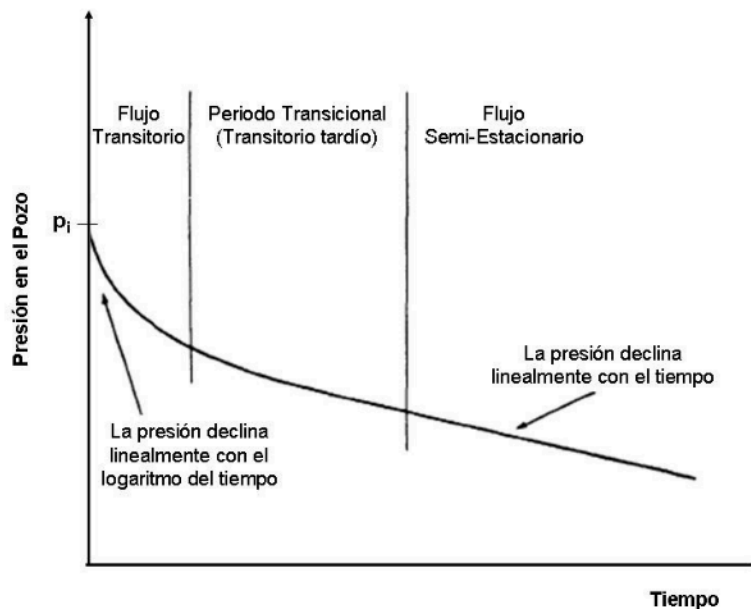
Como se muestra en la Figura 2.8 la vida operacional del yacimiento pasa a través de varias etapas. Esas etapas son clasificadas en dos categorías: (1) yacimiento infinito o estado transitorio, y (2) estado pseudoestacionario y estado estacionario, dependiendo de las condiciones de frontera.

*FLUJO TRANSITORIO*

El comportamiento de la presión de un pozo productor, ya sea vertical u horizontal, a flujo constante se muestra en la Figura 2.9. Al principio de la producción, el comportamiento de la presión es esencialmente el mismo que el de un yacimiento infinito. Este es el período de flujo transitorio. La presión en el pozo puede ser descrita por la Ecuación 2.11 en la mayoría de los casos.

$$P_{\text{pozo}} = P_{\text{inicial}} - A [\text{Log} (\text{tiempo de producción}) - B] \tag{2.11}$$

Donde A y B son constantes.



**Figura 2.9**

Esquema gráfico de la declinación de la presión de un pozo para el caso de gasto constante<sup>15</sup>



Durante este periodo, la gráfica de la presión del pozo vs. el logaritmo del tiempo será una línea recta. Sobre un plano cartesiano (Figura 2.9) la presión del pozo declinara rápidamente al principio, y después más despacio conforme pasa el tiempo.

### FLUJO SEMIESTACIONARIO

Las curvas que describen la presión del yacimiento vs. distancia radial se muestran en la Figura 2.10. Si no hay flujo a través de la frontera de drene mientras el tiempo transcurre, el comportamiento de la presión empezará a desviarse del caso de Yacimiento infinito. En la Figura 2.10 ese tiempo se muestra como “transitorio tardío”, la presión en los puntos dentro de la frontera de drene empezará a declinar a un ritmo mas acelerado.

Finalmente, como se muestra en la Figura 2.10, si la compresibilidad es pequeña y constante, el ritmo de la declinación de la presión llegara a ser igual a través de la frontera de drene. Este es el Periodo Semiestacionario. Todas las presiones en el área de drene del pozo ahora decrecerán la misma cantidad en un tiempo dado. La diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión del fondo del pozo seguirán siendo la misma durante este periodo.

La relación de declinación de presión durante el flujo semiestacionario se puede calcular de la siguiente forma:

$$\Delta p = \frac{0.0148 q_o B_o}{V_{\phi_{\text{efectivo}}} C} \quad (2.12)$$

Donde:

$\Delta p$  , psi/hora

$q_o$  , bpd

$V_{\phi_{\text{efectivo}}}$  , bbl

$C$  , 1/psi

Esta ecuación es la base para la “prueba de límite de yacimiento”.

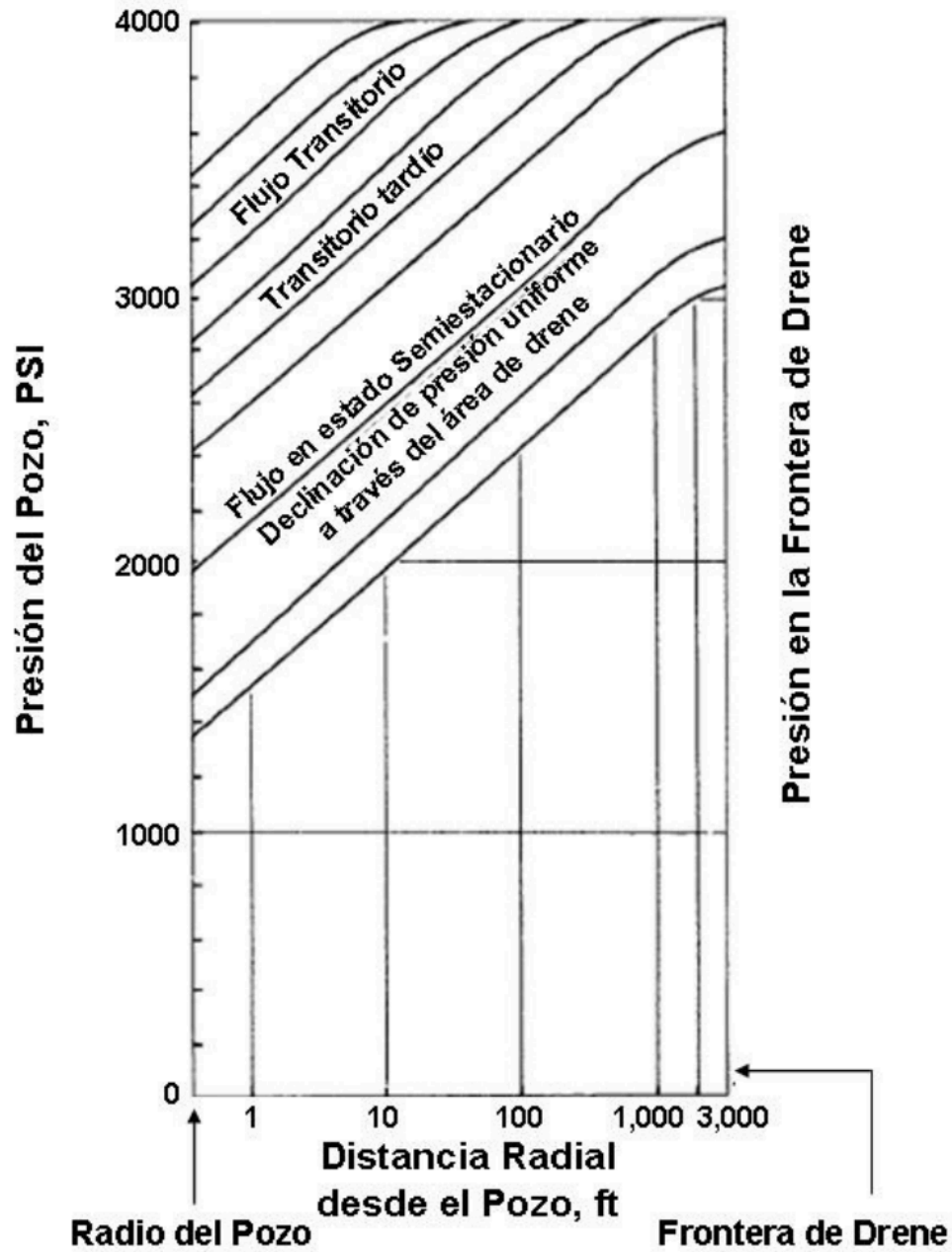


Figura 2.10

Perfiles de Presión con el tiempo para el caso de gasto constante<sup>15</sup>

*FLUJO ESTACIONARIO*

En el flujo estacionario a gasto constante, la presión en cada punto en el yacimiento permanecerá constante con el tiempo. Este caso es comúnmente poco visto en los yacimientos de aceite. Los casos de mantenimiento de presión por inyección de agua o gas está bastante relacionado al flujo estacionario. En ciertos yacimientos, después de un periodo de tiempo dado, puede ser permisible que la aproximación de esas presiones no cambie con el tiempo. El flujo estacionario es más aplicable a experimentos de desplazamiento de laboratorio que a condiciones del yacimiento.

*TIEMPO PARA ALCANZAR EL FLUJO PSEUDO ESTACIONARIO*

El tiempo adimensional  $t_D$ , el cual se utiliza para definir varios regimenes de flujo se expresa como:

$$t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu C_{ii} r_w^2} \quad (2.13)$$

Y el tiempo adimensional basado en el área es definido como:

$$t_{DA} = t_D \left( \frac{r_w^2}{A} \right) \quad (2.14)$$

De esta forma:

$$t_{DA} = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu C_{ii} A} \quad (2.15)$$

El tiempo en horas para alcanzar el estado pseudoestacionario puede calcularse como:

$$t_{pss} = \frac{379 \phi \mu c_{ti} A}{k} \quad (2.16)$$

Donde

$k$  = Permeabilidad, md

$t$  = Tiempo, horas

$\phi$  = Porosidad en fracción, adimensional

$\mu$  = Viscosidad, cp

$c_{ti}$  = Compresibilidad inicial total, 1/psi

$A$  = Área, pie<sup>2</sup>

$r_w$  = Radio del pozo, pie

*Ejemplo 2.4:*

*Para un pozo de aceite perforado en un espacio de 40 acres, calcular el tiempo para alcanzar el estado pseudoestacionario, dados:*

$\phi = 10\%$

$c_{ti} = 0.00005 \text{ psi}^{-1}$

$A = 40 \text{ acres}$

$k = 35 \text{ md}$

$\mu = 4.2$  (pozo somero, aceite muerto)

*Solución:*

*Usando la Ecuación 2.16, se calcula el tiempo en alcanzar el estado pseudoestacionario:*

$$t_{pss} = \frac{379 \phi \mu c_{ii} A}{k}$$

$$t_{pss} = \frac{379(0.1)(4.2)(0.00005)A}{35}$$

$$t_{pss} = 227.4 \times 10^{-6} A$$

$$t_{pss} = 227.4 \times 10^{-6} (40 \times 43,560)$$

$$t_{pss} = 396.2218 \text{ horas}$$

$$t_{pss} = 16.5092 \text{ días}$$

## 2.6 INFLUENCIA DE LA ANISOTROPÍA AREAL DE LA FORMACIÓN

El interés hasta ahora se ha restringido a yacimientos con permeabilidad homogénea, definida como  $k_x = k_y$  (Ver figura 2.11a). En yacimientos naturalmente fracturados, la permeabilidad a lo largo de la fractura es más grande que en cualquier dirección perpendicular a esta. De esta forma se puede hacer uso de derivadas para calcular la permeabilidad de cada lado del área de drene en un yacimiento anisotrópico. Suponiendo una sola fase, flujo estacionario (independiente del tiempo) a través de los poros de la formación, la permeabilidad se puede describir mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( k_x \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( k_y \frac{\partial p}{\partial y} \right) = 0 \quad (2.17)$$

Considerando los valores de  $k_x$  y  $k_y$  constantes en las direcciones  $x$  y  $y$ , respectivamente, la Ecuación 2.17 se puede reescribir de la siguiente forma:

$$k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = 0 \quad (2.18)$$

Multiplicando y dividiendo todo por  $\sqrt{k_x k_y}$ , la Ecuación 2.18 se transforma en:

$$\sqrt{k_x k_y} \left[ \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right] = 0 \quad (2.19)$$

Obteniéndose:

$$\sqrt{k_x k_y} \left[ \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right] = 0 \quad (2.20)$$

Donde:

$$y' = y \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \quad (2.21)$$

Y

$$y = y' \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \quad (2.22)$$

De esta forma, un yacimiento totalmente anisotrópico sería el equivalente de un yacimiento con permeabilidad efectiva horizontal de  $\sqrt{k_x k_y}$  y la longitud a lo largo del lado de alta permeabilidad es  $\sqrt{\frac{k_y}{k_x}}$  veces la longitud a lo largo de la zona de baja permeabilidad, de esta forma, si la permeabilidad a lo largo de la fractura es 16 veces mas largo que el perpendicular a éste, entonces la longitud de drenaje a lo largo de la fractura es cuatro veces mas largo que la longitud perpendicular a la fractura (ver Figura 2.11b). En tales yacimientos anisotrópicos, es difícil drenar la longitud mas larga del yacimiento en la dirección de baja permeabilidad usando pozos verticales. Un pozo horizontal colocado a lo largo de la dirección de baja permeabilidad tiene el potencial de drenar más volumen que un pozo vertical. De esta forma, los pozos horizontales son ideales en yacimientos anisotrópicos. Es interesante que en las formaciones naturalmente fracturadas, los pozos horizontales perforados perpendicularmente a las fracturas naturales sean altamente benéficos. El éxito de un pozo horizontal en yacimientos naturalmente fracturados, como lo es la formación Austin en Texas, U.S.A., y la formación Bakken en Dakota del Norte, U.S.A., ilustran la ventaja de los pozos horizontales en formaciones anisotrópicas.

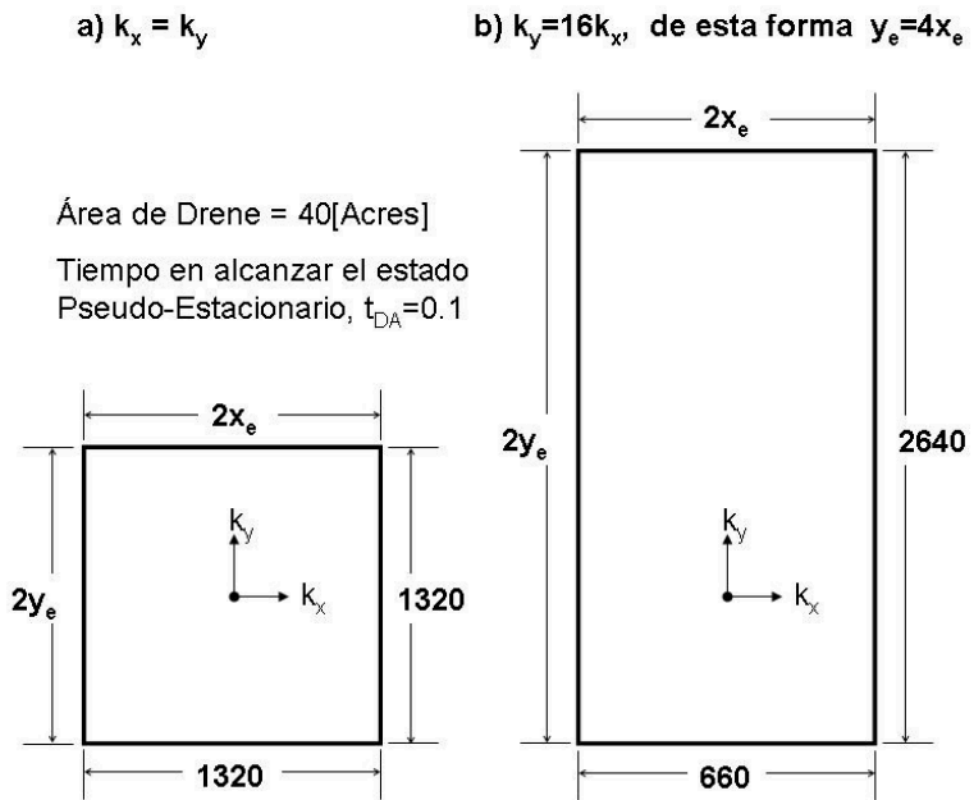


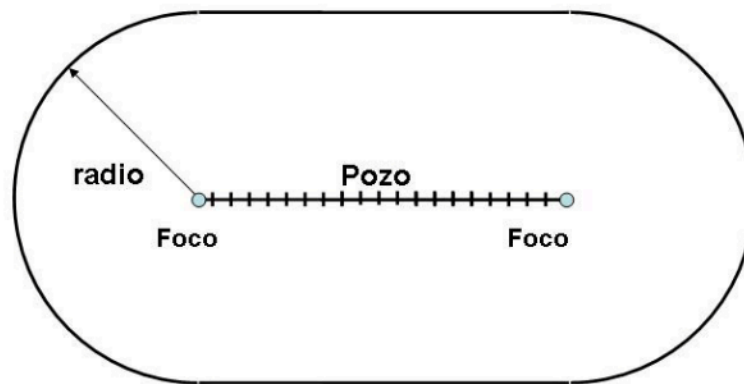
Figura 2.11

Área de Drene de un pozo vertical en un yacimiento isotrópico y anisotrópico<sup>1</sup>



## 2.7 ÁREA DE DRENE DE UN POZO HORIZONTAL

Debido a que un pozo horizontal tiene una longitud de drenaje mayor que un pozo vertical, en un periodo de tiempo dado bajo condiciones de operación similares, un pozo horizontal drenaría un área más grande que un pozo vertical. Si un pozo vertical drena cierto volumen del yacimiento (o área) en un tiempo dado, entonces esta información puede ser usada para calcular el área de drenaje de un pozo horizontal. Un pozo horizontal puede ser visto como un número de pozos verticales colocados uno seguido del otro. De esta forma, como se muestra en la Figura 2.12 cada punto final del pozo horizontal drenaría el área en forma semicircular, con un área de drenaje rectangular en el centro. Este concepto asume implícitamente que el espesor del yacimiento es considerablemente mas pequeño que cualquier lado del área de drenaje. Es posible calcular el área de drenaje de un pozo horizontal suponiendo un área de drenaje de forma elíptica en el plano horizontal y cada termino del pozo horizontal como el foco del elipse drenado.



**Figura 2.12**

Área de Drenaje de un Pozo Horizontal, vista aérea<sup>1</sup>

# **CAPÍTULO 3**

## **ESTADO DE FLUJO ESTACIONARIO EN POZOS HORIZONTALES**

Las soluciones analíticas para estado estacionario son la forma mas simple de las soluciones para pozos horizontales, y es porque suponen condiciones de estado estacionario, es decir sin cambio; por ejemplo, la presión en cada punto del yacimiento no cambia con el tiempo.

En la práctica, muy pocos yacimientos operan bajo condiciones de estado estacionario. Es un hecho que la mayoría de los yacimientos presentan cambios en su presión conforme pasa el tiempo. A pesar de esto, las soluciones para estado estacionario son ampliamente utilizadas debido a que:

- a) Son fáciles de deducir analíticamente.
- b) Es muy fácil convertir los resultados de flujo transitorio o pseudoestacionario a resultados de flujo estacionario usando conceptos de expansión de frontera de drene en el tiempo, el radio efectivo del pozo y factores de forma del área de drene respectivamente.
- c) Los resultados matemáticos del estado estacionario pueden ser verificados experimentalmente con la construcción de modelos físicos en un laboratorio.

Desde el punto de vista de la Física, la Ley de Fourier de conducción de calor, la Ley de Ohm para el flujo eléctrico, y la Ley de Darcy para el flujo a través de medios porosos son similares:

$$\text{Ley de Fourier: } q = -kA \frac{\Delta T}{\Delta x} \quad (3.1)$$

Donde

$q$  = Relación de transferencia de calor, [BTU/hr]

$k$  = Conductividad térmica, [BTU/(hr-ft-°F)]

$A$  = Área de la Sección Transversal, [ft<sup>2</sup>]

$\Delta T$  = Diferencial de Temperatura, [°F]

$\Delta x$  = Distancia, [ft]

---


$$\text{Ley de Ohm: } I = \frac{V}{R} \quad (3.2)$$

Donde

$I$  = Corriente, [ampere]

$V$  = Voltaje, [volts]

$R$  = Resistencia, [ohms]

$$\text{Ley de Darcy: } q = \frac{-kA}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x} \quad (3.3)$$

Donde

$q$  = Gasto, [cm<sup>3</sup>/seg]

$k$  = Permeabilidad, [Darcy]

$A$  = Área de flujo de la sección transversal, [cm<sup>2</sup>]

$\mu$  = Viscosidad, [cp]

$\Delta p$  = Caída de Presión, [atm]

$\Delta x$  = Distancia, [cm]

La analogía que se puede hacer entre la Ley de Ohm y la Ecuación de Darcy es la siguiente:

$$I = q, \quad V = -\Delta p, \quad \text{y} \quad R = \frac{\mu \Delta x}{kA} \quad (3.4)$$

Desde el inicio la industria petrolera, diferentes ecuaciones de estado estacionario se han empleado usando modelos eléctricos<sup>18,19,20</sup>. Por ejemplo, la productividad de un pozo basado en la densidad de los disparos fue estimada usando experimentos eléctricos análogos. Así, las expresiones analíticas del estado estacionario ofrecieron una clara ventaja sobre las expresiones matemáticas de entonces, la cual puede ser verificada mediante experimentos de laboratorio.

### 3.1 LEY DE DARCY

El flujo de fluidos del yacimiento al pozo es uno de los componentes más importantes de lo que concierne a la productividad del pozo ya sea horizontal o vertical. La pérdida de la energía del flujo en el área del yacimientos es de aproximadamente del 10% al 30% del total, de esta forma el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el pozo. La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de algunas propiedades de la formación y del fluido producido.

En la industria petrolera se utiliza la Ley de Darcy para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento, el cual fue establecido por Henry Darcy (1856) mediante varios experimentos que realizó para resolver problemas en un principio hidráulicos.

La ecuación de Darcy puede describirse de la siguiente forma, considerando un fluido con viscosidad  $\mu$  fluyendo perpendicularmente al eje de un cuerpo cilíndrico de roca de longitud  $\Delta L$  y un área de sección transversal  $A$ . La relación entre la caída de presión a través de la roca y el gasto volumétrico  $q$  obedece a la Ley de Darcy:

$$q = k \frac{A\Delta p}{\mu\Delta L} \quad (3.3a)$$

Como se puede apreciar en la Ecuación 3.3a, el gasto de producción de los fluidos depende de la permeabilidad, si un yacimiento es de baja permeabilidad la producción será pobre, sin embargo si se cuenta con formaciones con una permeabilidad superior a los 250 [md] este tipo de yacimientos pueden considerarse buenos, por otro lado cuando se cuenta con yacimientos naturalmente fracturados, la permeabilidad se incrementa drásticamente obteniéndose mayor flujo.

Aunque la Ecuación de Darcy es utilizada en muchos casos dentro de la industria, su éxito depende de las condiciones de producción, por lo tanto la ley de Darcy solo es valida bajo las siguientes consideraciones<sup>21</sup>:

- Medio Homogéneo e Isotrópico
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante
- Flujo laminar
- Temperatura contante

A pesar de que existen restricciones para el uso de la ecuación de Darcy, el flujo para pozos horizontales es similar al de un pozo vertical, las modificaciones que se presentan en dicha ecuaciones son adecuaciones que se han hecho para que la representación de flujo se aproxime al flujo real de fluidos.

### 3.2 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES BAJO FLUJO ESTACIONARIO

En la literatura se disponen de varias soluciones para predecir el gasto de producción bajo flujo estacionario de un pozo horizontal. Las aproximaciones que se obtienen con los diferentes métodos propuestos son variadas, los métodos que más se aproximan se muestran a continuación:

Según Borisov<sup>22</sup>:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) \right]} \quad (3.5)$$

Según Giger<sup>23</sup>:

$$q_h = \frac{2\pi k_h L \Delta p}{\mu_o B_o \left[ \left(\frac{L}{h}\right) \ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}}\right) + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) \right]} \quad (3.6)$$

Según Giger, Reiss & Jourdan<sup>24</sup>:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln\left(\frac{r_{ev}}{r_w}\right)}{\ln\left[\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}}\right] + \left(\frac{h}{L}\right)\ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3.7)$$

Según Renard & Dupuy<sup>25</sup>:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \left[ \frac{1}{\cosh^{-1}(X) + \left(\frac{h}{L}\right)\ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \right] \quad (3.8)$$

$$X = \frac{2a}{L} \quad \text{para el área de drenaje elipsoidal} \quad (3.9)$$

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5} \quad (3.10)$$

que es igual a la mitad del eje mayor de la elipse drenada.



Según Joshi<sup>26</sup>:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2r_w}\right) \quad (3.11)$$

Los parámetros en las ecuaciones mencionadas anteriormente son las siguientes:

$L$  = Representa la longitud del pozo horizontal

$h$  = Espesor del Yacimiento

$r_w$  = Representa el Radio del Pozo

$r_{ev}$  = Radio de Drene del Pozo Vertical

$r_{eh}$  = Radio de Drene del Pozo Horizontal

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite

$B_o$  = Factor de Volumen de Formación

$\Delta p$  = Caída de Presión desde la frontera de Drene hasta el pozo

$q_h$  = Gasto del Pozo Horizontal

El índice de Productividad se puede obtener de dividir el gasto entre la caída de presión:

$$J = \frac{q_h}{\Delta p} \quad (3.12)$$

Las soluciones anteriores son validas y aplicables únicamente para yacimientos isotropitos, es decir:  $k_h = k_v$ .

Todas las ecuaciones anteriores consideran unidades consistentes, aunque la modificación para obtenerlas en unidades de campo se puede hacer cambiando  $2\pi$  en el numerador por 0.007078, por ejemplo la Ecuación 3.5 queda de la siguiente forma:

$$q_h = \frac{0.007078 k_h \Delta p}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left[\frac{h}{2\pi r_w}\right] \right]} \quad (3.13)$$

De esta forma la Ecuación 3.13 tiene las siguientes unidades

$q_h$ , [BPD]

$k_h$ , [md]

$h$ , [ft]

$\Delta p$ , [psi]

$\mu_o$ , [cp]

$B_o$ , [BBL@Yacimiento/BBL@Standard]

$L$ , [ft]

$r_w$ , [ft]

La relación entre  $\frac{L}{2r_{eh}}$ ,  $\frac{L}{2a}$  y  $\frac{a}{r_{eh}}$  puede verse en la Tabla 3.1.

TABLA 3.1 RELACIÓN DE VARIOS FACTORES GEOMETRICOS<sup>27</sup>

$\frac{L}{2r_{eh}}$	$\frac{L}{2a}$	$\frac{a}{r_{eh}}$
0.1	0.0998	1.002
0.2	0.1980	1.010
0.3	0.2930	1.024
0.4	0.3840	1.042
0.5	0.4700	1.064
0.6	0.5490	1.093
0.7	0.6200	1.129
0.8	0.6830	1.171
0.9	0.7390	1.218

Como se puede ver en la Figura 3.1 el problema del pozo horizontal en tres dimensiones se divide en un problema de dos dimensiones. Las soluciones matemáticas de esos problemas de dos dimensiones son sumadas para calcular el gasto de un pozo horizontal. La comparación de diferentes ecuaciones, desde la Ecuación 3.5 a la Ecuación 3.11, muestran una pequeña diferencia entre estas ecuaciones por un término de  $\frac{h}{L} \ln(\pi)$  en el denominador de las ecuaciones de flujo. Sin embargo el efecto de esta pequeña diferencia sobre los cálculos de gastos de producción es prácticamente insignificante.

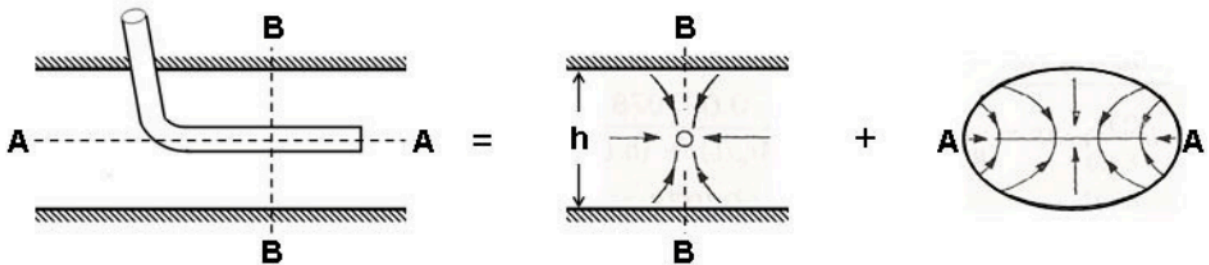


Figura 3.1

División de un Problema de 3D a dos problemas de 2D<sup>27</sup>

Si la longitud de un pozo horizontal es significativamente mas largo que el espesor del yacimiento; por ejemplo,  $L \gg h$ , entonces el segundo termino en el denominador de la Ecuación 3.5 es insignificante y la solución se reduce a:

$$q_h = \frac{0.007078k_h \Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right)} \quad (3.14)$$

La Ecuación 3.14 puede ser rescrita de la siguiente forma, considerando unidades de campo:

$$q_h = \frac{0.007078k_h \Delta p}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_{eh}}{\frac{L}{4}}\right)} \quad (3.15)$$

De esta forma, para un pozo horizontal largo, el radio efectivo del pozo,  $r'_w = \frac{L}{4}$ , es el mismo que para una fractura vertical de conductividad infinita penetrado totalmente. Similarmente, las Ecuaciones 3.6 a la 3.11 se reducirían a la Ecuación 3.15 si la longitud del pozo  $L \gg h$  y si también la longitud del pozo  $L$  es pequeño al ser comparado con el radio de drene  $r_{eh}$ . Así, un caso limitante, por lo menos para el flujo de una sola fase, la productividad de un pozo horizontal se enfocaría al de un pozo totalmente penetrante, fractura vertical de conductividad infinita.

Como se ha mostrado existen diferentes modelos matemáticos considerando flujo en estado estacionario. Por un lado la ecuación sobresaliente y con mayor uso y aplicación es la formula de Joshi (1988), después esta ecuación fue modificada por Economides et al. (1991) el cual ya incluía el efecto de la anisotropía del yacimiento. Guo et al. señalaron en 2007 que la ecuación de Joshi es optimista para yacimientos de alta productividad debido a que no considera el efecto de la caída de presión por fricción en el pozo horizontal. De esta manera, Guo et al. sugieren que la siguiente ecuación de Joshi modificada puede ser aplicada para estimar el comportamiento de la producción del pozo horizontal:

Según Guo et al<sup>28</sup>.

$$q = \frac{k_h h (p_e - p_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left[ \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] + s \right\}} F_o \quad (3.16)$$

Donde

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{r_{eh}}{\frac{L}{2}}\right)^4}} \quad (3.17)$$

$q$  = Gasto de aceite, BPD

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

$k_h$  = Permeabilidad horizontal promedio, md

$k_v$  = Permeabilidad vertical promedio, md

$r_{eh}$  = Radio de área de drene del pozo horizontal, ft

$L$  = Longitud horizontal del pozo  $\left(\frac{L}{2} < 0.9r_{eh}\right)$ , ft

$F_0$  = Factor de corrección para gasto de aceite, adimensional

$\mu_o$  = Viscosidad de aceite, cp

$s$  = Factor de daño, adimensional

El método para obtener el factor de corrección  $F_0$  se presenta en el Apéndice B.

Para ilustrar el cálculo de la productividad de pozos horizontales se presenta el siguiente ejemplo:

*Ejemplo 3.1:*

*Un pozo horizontal con una longitud de 1000 ft fue perforado en un yacimiento que tiene las siguientes características:*

$$k_h = k_v = 75 \text{ md} \qquad \mu_o = 0.62 \text{ cp}$$

$$h = 160 \text{ ft} \qquad B_o = 1.34$$

$$\phi = 3.8 \% \qquad r_w = 0.365 \text{ ft}$$

$$\text{Área} = 80 \text{ acres}$$

*Calcular la productividad del pozo horizontal en estado estacionario usando diferentes métodos si un pozo vertical drena un área de 40 acres.*

*Solución:*

*Asumiendo que el área de drene es de forma circular, tenemos que para un pozo vertical que drene un área de 40 acres*

*:*

$$r_{ev} = \sqrt{\text{Área} \left( \frac{43560}{\pi} \right)} \text{ donde } r_{ev} \text{ esta en ft.}$$

$$r_{ev} = \sqrt{40 \left( \frac{43560}{\pi} \right)} = 745 \text{ ft}$$

*De esta manera podemos calcular el índice de productividad de un pozo vertical:*

$$J_v = \frac{0.007078kh}{\mu_o B_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$J_v = \frac{0.007078(75)(160)}{(0.62)(1.34) \ln \left( \frac{745}{0.365} \right)}$$

$$J_v = 13.4143 \text{ [bbl/(día-psi)]}$$

*Para un pozo horizontal de 80 acres de drene, consideramos nuevamente un área circular debido a que  $k_h = k_v$ , de esta forma tenemos:*

$$r_{eh} = \sqrt{80 \left( \frac{43560}{\pi} \right)} = 1053 \text{ ft}$$

## 1.- Método de Barisov (Ecuación 3.5)

$$J_h = \frac{q_h}{\Delta p} = \frac{0.007078 k_h h}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{4 r_{eh}}{L} \right) + \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]}$$

$$J_h = \frac{0.007078(75)(160)}{(0.62)(1.34) \left[ \ln \left( \frac{4 \times 1053}{1000} \right) + \left( \frac{160}{1000} \right) \ln \left( \frac{160}{2\pi \times 0.365} \right) \right]}$$

$$J_h = 48.2882 \text{ [bbl/(día-psi)]}$$

## 2.- Método de Giger (Ecuación 3.6)

$$J_h = \frac{q_h}{\Delta p} = \frac{0.007078 k_h L}{\mu_o B_o \left( \frac{L}{h} \right) \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left( \frac{L}{2r_{eh}} \right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}} \right) + \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right)}$$

$$J_h = \frac{0.007078(75)(1000)}{(0.62)(1.34) \left( \frac{1000}{160} \right) \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left( \frac{1000}{2 \times 1053} \right)^2}}{\frac{1000}{2 \times 1053}} \right) + \ln \left( \frac{160}{2\pi \times 1053} \right)}$$

$$J_h = 49.7410 \text{ [bbl/(día-psi)]}$$



3.-Método de Joshi (Ecuación 3.11)

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

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5}$$

$$a = \frac{1000}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 \times 1053}{1000}\right)^4} \right]^{0.5} = 1113.9267 \text{ ft} \approx 1114 \text{ ft}$$

$$J_h = \frac{\frac{0.007078k_h h}{\mu_o B_o}}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2r_w}\right)}$$

$$J_h = \frac{\frac{0.007078(75)(160)}{(0.62)(1.34)}}{\ln \left[ \frac{1114 + \sqrt{1114^2 - \left(\frac{1000}{2}\right)^2}}{\frac{1000}{2}} \right] + \left(\frac{160}{1000}\right) \ln \left(\frac{160}{2 \times 0.365}\right)}$$

$$J_h = 44.4114 \text{ [bbl/(día-psi)]}$$

De esta manera la relación de productividad de un pozo horizontal y un pozo vertical en un mismo yacimiento por los diferentes métodos se muestran a continuación:

**Índice de productividad**

<b>Método</b>	$J_h$ [bbl/(día - psi)]	$J_h / J_v$
<i>Borisov</i>	48.2882	3.5998
<i>Giger</i>	49.7410	3.7081
<i>Joshi</i>	44.4114	3.3108

Cabe mencionar que el valor que obtenemos del índice de productividad del pozo es puntual, es decir se evalúa para un tiempo en específico; si se hiciera una grafica del comportamiento de la productividad del pozo a lo largo de cierto periodo de tiempo se puede obtener una grafica de presión contra tiempo, presión contra gasto, o de presión contra índice de productividad.

### 3.3 INFLUENCIA DEL ESPESOR DEL YACIMIENTO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO HORIZONTAL

La influencia del espesor del yacimiento sobre los pozos horizontales es de bastante importancia. Para una longitud dada de un pozo horizontal, el volumen de fluido desplazado del yacimiento hacia el pozo en un yacimiento delgado es mucho mayor que en un yacimiento grueso. Por ejemplo, supongamos que tenemos un pozo horizontal de 1000 ft de longitud en dos posibles zonas productoras (una zona con un espesor de 50 ft y la otra zona con 500 ft de espesor). El volumen recuperado de un yacimiento de espesor de 50 ft que es explotado por un pozo horizontal de 1000 ft de longitud es aproximadamente 20 veces mayor que con un pozo vertical. En contraste, en un yacimiento con 500 ft de espesor, el volumen recuperado de fluido mediante un pozo horizontal con una longitud de 1000 ft es apenas del doble. De esta forma, podemos apreciar las ventajas y desventajas del pozo horizontal dependiendo del espesor del yacimiento mediante el volumen recuperado de fluido, y de esta forma podemos percatarnos que el uso de pozos horizontales en yacimientos delgados puede aumentar la productividad del pozo, mientras que en los yacimientos de gran espesor es recomendable utilizar pozos verticales o varios pozos horizontales a diferentes profundidades del yacimiento. De esta forma es recomendable buscar un área de contacto más amplio ya sea para yacimientos delgados o gruesos. Adicionalmente, es importante recordar que los yacimientos gruesos tienen más reservas que los yacimientos delgados y por lo tanto se deben buscar opciones de explotación óptimas ya sea mediante pozos horizontales a diferentes profundidades o posiblemente el uso de pozos multilaterales para combinar la eficiencia de los pozos verticales, horizontales e inclinados.

La influencia del espesor del yacimiento sobre la productividad de un pozo horizontal puede ser estimada usando ecuaciones de estado estacionario. La Figura 3.2 muestra el cambio en la productividad de un pozo horizontal en un área

---

de drene de 160 acres bajo condiciones de flujo estacionario. Los resultados concluyen que el yacimiento es isotrópico ( $k_h = k_v$ ). La curva superior de la Figura 3.2 es para un yacimiento de 25 ft de espesor y la curva inferior es para un yacimiento de 400 ft de espesor. Como se ve en la figura, el incremento en la productividad es mucho mas grande en un yacimiento delgado que en un yacimiento grueso. La Figura 3.3 muestra los mismos resultados en términos del factor de daño.

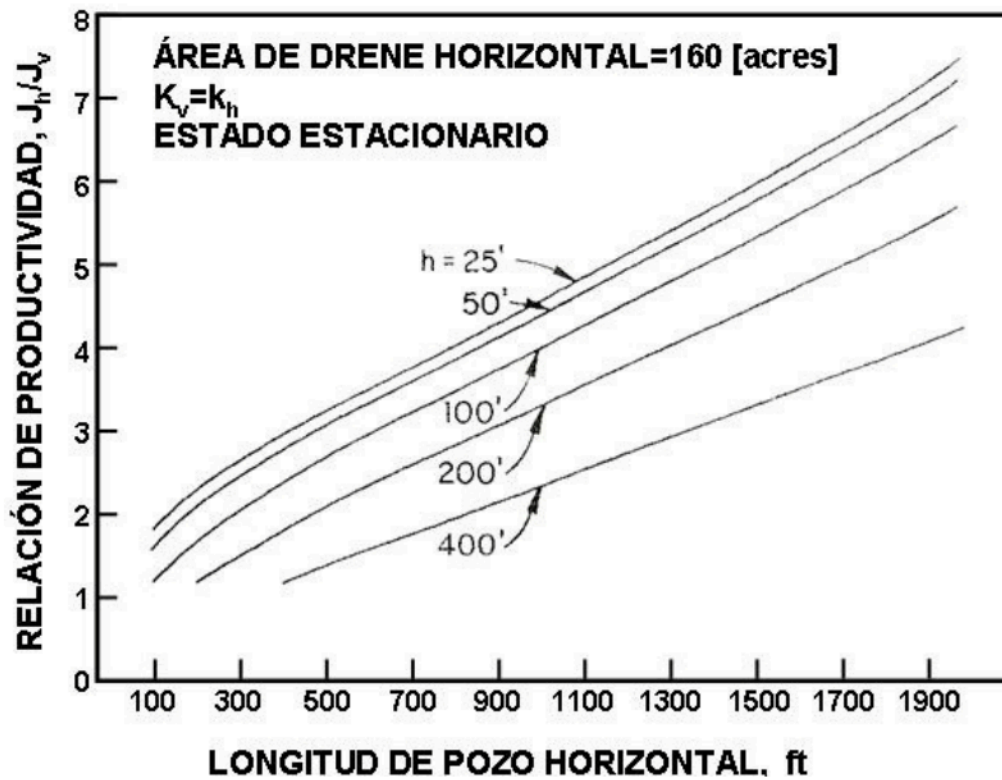


Figura 3.2

Relación de Productividad de un Pozo Vertical y uno Horizontal versus Longitud del Pozo para Diferentes Espesores de Yacimiento<sup>1</sup>

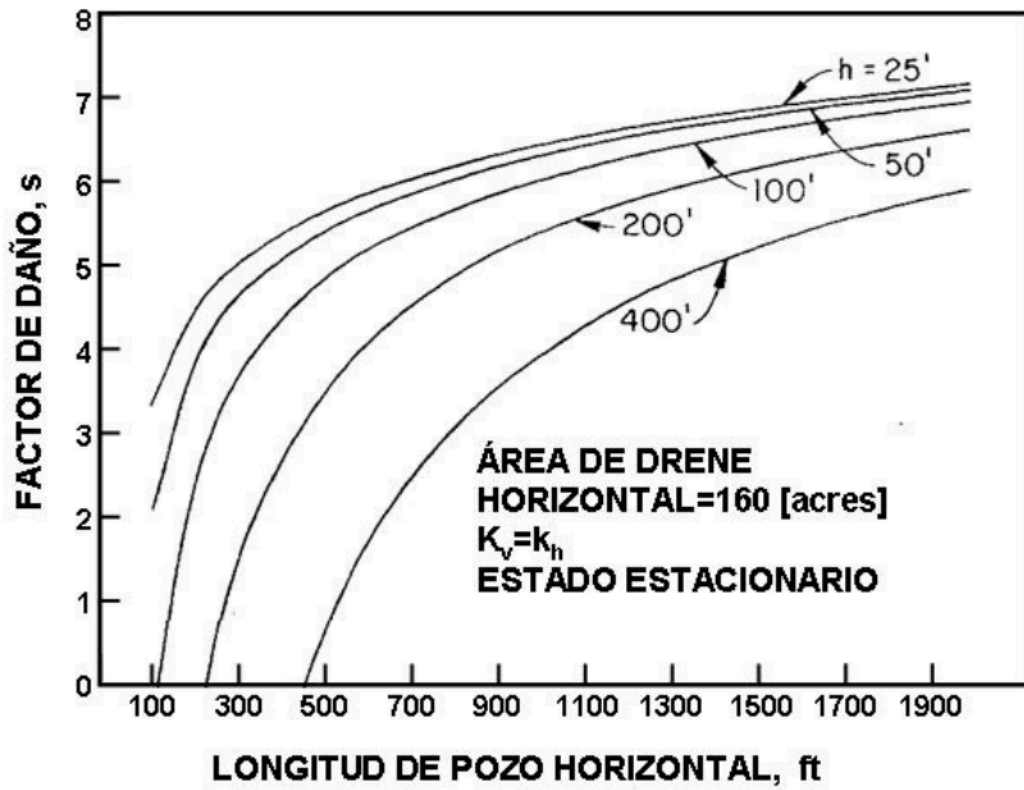


Figura 3.3

Factor de Daño versus Longitud del Pozo para Diferentes Espesores de Yacimiento<sup>1</sup>

### 3.4 INFLUENCIA DE LA ANISOTROPIA DEL YACIMIENTO

La influencia de la anisotropía del yacimiento ha sido tratada con amplitud absoluta en la literatura de la industria petrolera. Si se tiene un yacimiento con permeabilidad horizontal y vertical diferente, entonces se puede emplear la ecuación de Laplace el cual permite representar el flujo en estado estacionario como:

$$k_h \left( \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \right) + k_v \left( \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right) = 0 \quad (3.18)$$

El cual puede ser rescrito como:

$$\left( \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \right) + \left( \frac{\partial^2 p}{\partial z'^2} \right) = 0 \quad (3.19)$$

Donde:

$$z' = z \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3.20)$$

Y la permeabilidad efectiva del yacimiento,  $k_{eff}$ , es definido como:

$$k_{eff} = \sqrt{k_v k_h} \quad (3.21)$$

De esta forma, la influencia de la anisotropía del yacimiento puede ser considerada por modificar el espesor del yacimiento como:

$$h' = h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3.22)$$

Como se ha venido tratando, las soluciones de pozos horizontales en estado estacionario desde la Ecuación 3.5 hasta la Ecuación 3.13 representan una suma de dos soluciones matemáticas, uno representa el flujo horizontal, y otro representa el flujo vertical. Así, se puede modificar la parte vertical de la ecuación de flujo estacionario para incluir el efecto de la anisotropía del yacimiento. Dichas modificaciones se muestran a continuación:

$$q_h = \frac{0.007078k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln \left(\frac{\beta h}{2r_w}\right) \quad (3.23)$$

$$q_h = \frac{0.007078k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{\beta^2 h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2r_w}\right) \quad (3.24)$$

Donde:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Aunque la Ecuación 3.24 es una derivación mas rigurosa de la Ecuación 3.23, existe un diferencia menor del 14% en los índices de productividad  $\left(\frac{q_h}{\Delta p}\right)$  calculados con ambas Ecuaciones para  $L > 0.4\beta h$ . Por otra parte, esos índices de

productividad tienen una diferencia menor del 10% comparado cada uno con el índice de productividad que fue calculado usando una solución de presión transitoria matemáticamente rigurosa. En general, la Ecuación 3.22 proporciona un índice de productividad considerablemente pequeño que el índice de productividad de la Ecuación 3.23. Por otro lado las Ecuaciones 3.23 y 3.24 pueden ser usados para propósitos de cálculos ingenieriles, la Ecuación 3.23 es recomendada para un pronóstico de producción constante.

Recientemente, Renard & Dupuy han presentado una ecuación para un yacimiento anisotrópico. La ecuación en unidades de campo se presenta a continuación:

$$J_h = \frac{0.007078 k_h h}{\mu_o B_o} \left[ \frac{1}{\cosh^{-1}(X) + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r'_w}\right)} \right] \quad (3.25)$$

Donde

$$r'_w = \left(\frac{1+\beta}{2\beta}\right) r_w \quad (3.26)$$

$X = \frac{2a}{L}$ , que ya fue definido para el área de drene elipsoidal.



### 3.5 RADIO EFECTIVO DEL POZO EN UN POZO HORIZONTAL

De acuerdo a lo presentado en el Capitulo 2, se puede calcular el radio efectivo del pozo en un pozo horizontal convirtiendo la productividad del pozo horizontal en el equivalente de un pozo vertical. El radio efectivo del pozo esta definido como:

$$r'_w = r_w \exp(-s) \quad (2.5)$$

Para calcular el diámetro del pozo vertical que se necesita para producir aceite al mismo gasto que un pozo horizontal se da por hecho que los volúmenes de drene son iguales,  $r_{eh} = r_{ev}$  y de la misma forma, se asume que los índices de

$$\left( \frac{q}{\Delta p} \right)_h = \left( \frac{q}{\Delta p} \right)_v$$

$$\left[ \frac{\frac{2\pi k_h h}{\mu_o B_o}}{\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} \right]_v = \left[ \frac{\frac{2\pi k_h h}{\mu_o B_o}}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \left(\frac{h}{L}\right)\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \right] \quad (3.27)$$

Resolviendo la ecuación anterior para  $r'_w$ , se obtiene:

$$r'_w = \frac{r_{eh} \left(\frac{L}{2}\right)}{a \left[ 1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a}\right)^2} \right] \left(\frac{h}{2r_w}\right)^{\frac{h}{L}}} \quad (3.28)$$

Donde  $a$  puede ser obtenido de la Ecuación 3.10 o de la Tabla 3.1. La ecuación 3.26 puede ser usada para calcular el radio efectivo del pozo  $r'_w$  y de esta forma la Ecuación 2.5 puede ser utilizada para calcular el factor de daño  $s$ .

Si el yacimiento es anisotrópico, el radio efectivo del pozo es:

$$r'_w = \frac{r_{eh} \left( \frac{L}{2} \right)}{a \left[ 1 + \sqrt{1 - \left( \frac{L}{2a} \right)^2} \right] \left( \frac{\beta h}{2r_w} \right)^{\frac{\beta h}{L}}} \quad (3.29)$$

Van Der Vlis et al. han sugerido también una ecuación para el radio efectivo del pozo de un pozo horizontal localizado en un yacimiento isotropico. La ecuación es:

$$r'_w = \frac{L}{4} \left[ \sin \left( \frac{4r_w}{h} \times 90^\circ \right) \cos \left( \frac{\delta}{h} \times 180^\circ \right) \right]^{\frac{h}{L}} \quad (3.30)$$

$\delta$  = distancia vertical entre el centro del pozo y la altura media del yacimiento

Como ya se ha tratado en el Capitulo 2, el concepto de radio efectivo de pozo puede ser extendido para calcular la relación de los índices de productividad de pozos horizontales y verticales como se muestra a continuación:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln \left( \frac{r_{ev}}{r_w} \right)}{\ln \left( \frac{r_{eh}}{r'_w} \right)} \quad (3.31)$$

Para las siguientes condiciones:

$$L > h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad \text{y} \quad \frac{L}{2} < 0.9r_{eh}$$

Es importante señalar que el índice de productividad citado anteriormente da por hecho un pozo vertical sin estimular. Debido a que la estimulación de un pozo vertical varía de una región a otra, solo las productividades de los pozos verticales sin estimular son usadas para una comparación general. El incremento en productividad del calculado de la Ecuación 3.31 tendrá que ser ajustado, dependiendo de la experiencia local con los tratamientos de estimulación de pozos verticales. La Ecuación 3.31 es válida únicamente para yacimientos que operan por arriba del punto de burbuja. No obstante, en un yacimiento con gas disuelto, la Ecuación 3.31 da una clara estimación de las ventajas de la productividad con pozos horizontales.

### 3.6 DAÑO A LA FORMACION EN POZOS HORIZONTALES

El factor de daño fue desarrollado para tener en cuenta la pérdida de productividad que se debe al daño a la formación en la vecindad del pozo. El daño que se ocasiona cerca del pozo produce una caída de presión cercana al pozo resultando en disminución de la presión. La caída de presión en la región dañada es proporcional al gasto de flujo por unidad de longitud del pozo. Como se ha tratado de explicar en el capítulo anterior, para pozos verticales, la caída de presión debido al factor de daño positivo  $(\Delta p_{skin})_v$  es proporcional a  $\frac{q_v}{h}$ . Para pozos horizontales, la caída de presión por efecto del factor de daño positivo  $(\Delta p_{skin})_h$  es proporcional a  $\frac{q_h}{L}$ .

De esta manera, debido a que el gasto de flujo es menor por unidad de longitud de pozo, las longitudes de los pozos horizontales exhiben una pérdida menor de la productividad por efecto de daño causado por la perforación, que un pozo vertical. La consideración anterior es comprobable suponiendo que el daño entre el pozo vertical y pozo horizontal es similar. No obstante, en la práctica se toma más tiempo perforar un pozo horizontal que uno vertical, dando como resultado más tiempo de exposición de la formación productora a los fluidos de perforación que en una perforación vertical. En consecuencia, para las mismas condiciones de exposición hacia el lodo de perforación, los pozos horizontales deben mostrar más daño que un pozo vertical. Recientemente, se han revisado algunos métodos para estimar la influencia del daño a la formación en pozos horizontales.

Sparlin & Hagen<sup>29</sup> han reportado las siguientes ecuaciones para calcular el gasto de flujo de un pozo horizontal dañado. Como se muestra en la Figura 3.4, si  $d$  representa el espesor de la zona dañada alrededor del pozo horizontal, entonces la permeabilidad vertical promedio,  $k_{avg-vert}$ , y la permeabilidad horizontal promedio,  $k_{avg-horiz}$ , pueden calcularse de la siguiente forma:

$$k_{avg-vert} = \frac{k_s k \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)}{k \ln\left(\frac{r_w + d}{r_w}\right) + k_s \ln\left(\frac{h}{2r_w + 2d}\right)} \quad (3.32)$$

$$k_{avg-horiz} = \frac{k_s k \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k \ln\left(\frac{r_w + d}{r_w}\right) + k_s \ln\left(\frac{r_e}{r_w + d}\right)} \quad (3.33)$$

$$\frac{q_d}{q_h} = \frac{\ln(c) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)}{\left(\frac{k}{k_{avg-horiz}}\right) \ln(c) + \left(\frac{k}{k_{avg-vert}}\right) \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \quad (3.34)$$

Donde:

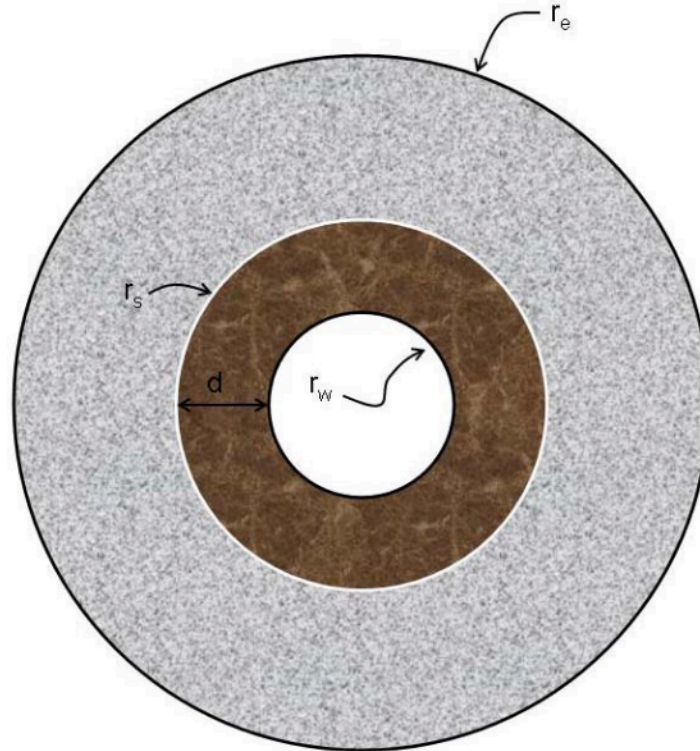
$k_s$  = Permeabilidad en la zona dañada

$d$  = Espesor de la zona dañada

$q_d$  = Gasto de un pozo horizontal dañado

$q_h$  = Gasto de un pozo horizontal sin daño

$$c = \frac{r_{eh} + \left[ r_{eh}^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2 \right]^{0.5}}{\frac{L}{2}} \quad (3.35)$$

**Figura 3.4**

Vista de la zona dañada alrededor de la vecindad del pozo<sup>1</sup>

Es importante resaltar que las Ecuaciones 3.32 a la 3.33 son exclusivas para yacimientos isotropicos; donde  $k$  representa la permeabilidad del yacimiento. La Ecuación 3.34 representa la pérdida de productividad para un pozo horizontal por causa del daño a la formación en la vecindad del pozo.

Sparlin & Hagen también han reportado cálculos para estimar el gasto de producción de un pozo horizontal cuando la formación colapsa en la línea ranurada. El conjunto de cálculos son similares a los reportados por las Ecuaciones 3.32, 3.33 y 3.34; la única diferencia es que unas tienes que estimar el espesor equivalente de la zona dañada  $d$  y la permeabilidad equivalente de la zona dañada  $k_s$ , los resultados se muestran en la Tabla 3.2. Es importante resaltar que en la práctica, puede ser difícil calcular el espesor de la zona dañada y la permeabilidad efectiva. En general, se espera que lo pozos horizontales tengan menores problemas de control de arenas que los pozos verticales. Esto es

debido a que en la vecindad del pozo, las velocidades del fluido en un pozo horizontal son mas pequeñas que en un pozo vertical. El estudio de Sparlin & Hagen indicó que los pozos horizontales pueden tener problemas de colapso en el pozo en formaciones débilmente consolidadas.

TABLA 3.2 COMPARACIÓN DE LOS CALCULOS DE  $\frac{q_d}{q_h}$  DESCRIBIENDO EL EFECTO DE DAÑO A LA FORMACIÓN SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL<sup>1</sup>

h = 50 ft      k = 100 md      r <sub>w</sub> = 33 ft r <sub>s</sub> = 0.208 ft    r <sub>eh</sub> = 2106 ft    L = 2000 ft				
d,ft	k <sub>s</sub> ,md	K <sub>avg-vert</sub>	K <sub>avg-horiz</sub>	q <sub>v</sub> /q <sub>h</sub>
0.5	50	77.6	87.0	0.86
1	50	72.1	83.3	0.82
2	50	66.5	79.2	0.78
3	50	63.3	76.9	0.76
0.5	25	53.6	69.0	0.67
1	25	46.3	62.4	0.61
2	25	39.8	56.0	0.54
3	25	36.5	52.6	0.51
0.5	10	27.8	42.5	0.41
1	10	22.3	35.6	0.34
2	10	18.1	29.8	0.28
3	10	16.1	27.0	0.26

Renard & Dupuy presentaron una solución para la productividad de un pozo horizontal dañado como:

$$J_{h,d} = \frac{0.007078k_h h}{\mu_o B_o \cosh^{-1} X + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r'_w}\right) + s_h} \tag{3.36}$$

Donde  $r'_w$  fue definido en la Ecuación 3.26 y  $s_h$  es el factor de daño que representa el daño en la vecindad del pozo. Adicionalmente, Renard & Dupuy propusieron la siguiente proporcionalidad entre el daño vertical y horizontal

$$s_h = \left( \frac{\beta h}{L} \right) \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (3.37)$$

$$s_h = \left( \frac{\beta h}{L} \right) s_v$$

Donde  $s_v$  es el daño del pozo vertical. La Ecuación anterior dice que mientras la longitud del pozo horizontal llegue a ser más grande, el daño efectivo a la formación puede llegar a ser más y más pequeño. En la práctica se puede experimentar un daño efectivo alto en un pozo de gran longitud que en un pozo corto, pero esto es consecuencia de los grandes tiempos de perforación que toma un pozo de gran longitud. La correlación encontrada para describir la relación entre la longitud del pozo y el daño correspondiente significa un cambio sobre la productividad calculada del pozo de un pozo horizontal dañado. La determinación de esta relación es compleja y probablemente depende del tiempo de perforación y de la química del lodo.

Combinando las Ecuaciones 3.36 y 3.25 se tiene:

$$\frac{J_{h,d}}{J_h} = \frac{B'}{B' + s_v} \quad (3.38)$$

Donde:

$$B' = \left( \frac{L}{h\beta} \right) \cosh^{-1} X + \ln \left( \frac{h}{2\pi r'_w} \right) \quad (3.39)$$



Para un radio de drenaje y longitud de pozo típicos, la Tabla 3.3 muestra que la permeabilidad vertical decrece en comparación con un pozo horizontal sin daño, la Tabla también muestra que el daño a la formación puede perjudicar severamente la productividad de un pozo horizontal.

TABLA 3.3 COMPARACIÓN DE  $\frac{J_{v,d}}{J_v}$  y  $\frac{J_{h,d}}{J_h}$  PARA DIFERENTES VALORES DE

$s_v$  y  $\beta$ .

$s_v$	$J_{v,d}/J_v$	$J_{h,d}/J_h$		
		$\beta = 1.00$	$\beta = 1.41$	$\beta = 3.16$
1	0.90	0.98	0.98	0.96
5	0.64	0.92	0.90	0.81
10	0.47	0.86	0.82	0.69
20	0.30	0.75	0.69	0.52

# **CAPÍTULO 4**

## **INFLUENCIA DE LA EXCENTRICIDAD DEL POZO**

## 4.1 INTRODUCCIÓN

Para la perforación de un pozo horizontal, es esencial tomar en cuenta la tolerancia máxima para la profundidad del pozo. En otras palabras, se tiene la obligación de decidir que tan desviado a partir de la profundidad vertical es tolerable perforar la zona horizontal del pozo. Para límites de tolerancia pequeños ( $\pm 5 \text{ ft}$ ), se requieren varias mediciones y pruebas mientras el pozo horizontal esta siendo perforado. El tiempo de perforación del pozo es proporcional al número de pruebas direccionales requeridas. En la técnica de perforación de radio corto, podemos desviarnos del agujero con una línea de perforación e insertar tubería de perforación de aluminio para el levantamiento direccional. Después del levantamiento, la tubería de perforación de aluminio tendrá que ser sustituida por tubería flexible para continuar la perforación del pozo. De esta forma, en la técnica de perforación de radio corto, los levantamientos de planos pueden involucrar varios viajes y puede ser costosa.

Para un pozo de radio medio, las herramientas del MWD (measurement while drilling o su equivalente en español: mediciones mientras se perfora) son empleados para el control direccional. Muchas herramientas de MWD actúan usando pulsos de presión o alguna otra técnica de activación. En general, el ritmo de la perforación disminuye cuando el MWD es activado. Así, el número de levantamientos tiene una influencia directa sobre los tiempos y costos. Adicionalmente, las herramientas de MWD para los levantamientos direccionales están presentes a una distancia de 50 a 90 ft aproximadamente detrás de la barrena. De esta forma, la localización exacta de la zona productora y la ubicación exacta de la barrena no se pueden conocer todo el tiempo. Esto da como resultado pequeñas inexactitudes en la perforación y crea una necesidad de estimar los límites de la tolerancia sobre la dirección de la perforación.

El tipo de Yacimiento determina la tolerancia de la profundidad perforada:

1. Yacimientos con fronteras superior e Inferior cerrada: en este caso, no hay presencia de agua en el fondo y tampoco casquete de gas en la parte superior del yacimiento. Idealmente, sería bastante satisfactorio que el pozo se perforara en el centro del yacimiento. Se espera una pérdida de productividad cuando el pozo no está centrado en el yacimiento. Como se mostrará en este capítulo, la pérdida de productividad es mínima para pozos de gran longitud. Esto es debido a que un pozo horizontal largo perforado en un yacimiento delgado actúa como si este fuera una fractura vertical intersecando la altura total del yacimiento. Un pozo horizontal, el cual actúa como un conducto de extracción del fluido puede ser situado en cualquier lugar de este plano vertical, con una mínima pérdida de productividad independiente de la localización del pozo.
2. Yacimientos con agua y/o casquete de gas: En estos yacimientos, la ubicación del pozo en el plano vertical es muy importante. La localización de un pozo en el plano vertical, especialmente para un pozo de gran longitud, no puede causar un cambio significativo en la productividad del pozo. Sin embargo, la ubicación del pozo en el plano vertical puede determinar el tiempo de avance ya sea del gas o del agua o ambos, y los cambios subsecuentes en la relación gas-aceite (GOR) y la relación agua-aceite (WOR). De esta forma, la ubicación del pozo en el plano vertical afectará la producción de las reservas finales de un pozo. La literatura revela que los pozos horizontales han sido más exitosos en la reducción de la invasión de agua que en la conificación de gas. Hasta para yacimientos con problemas de conificación de agua, los pozos horizontales han sido exitosos en zonas con espesores de aceite por arriba de los 20 a 30 ft. En

el caso de los casquetes de gas, cuando el espesor de la zona productora de aceite esta por encima de los 50 ft, es difícil minimizar la conificación de gas aunque los pozos fueran perforados en el fondo de la zona productora.

Las consideraciones presentadas anteriormente demuestran la importancia de establecer la tolerancia de los límites de los pozos sobre el comportamiento de los mismos. En esta tesis, la tolerancia del pozo en un plano vertical es denotada como excentricidad del pozo.

## 4.2 INFLUENCIA DE LA EXCENTRICIDAD DEL POZO

El diagrama de un pozo horizontal no centrado se puede apreciar en la Figura 4.1, el cual se localiza en un plano vertical. En la Figura 4.1 se puede ver que  $\delta$  representa la excentricidad del pozo. La influencia de la excentricidad sobre el gasto de producción de un pozo se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln \left[ \frac{\left(\frac{\beta h}{2}\right)^2 + \beta^2 \delta^2}{\frac{\beta h r_w}{2}} \right] \quad (4.1)$$

Donde:

- $q_h$  = Gasto de aceite [BPD]
- $\Delta p$  = Caída de Presión [psi]
- $\mu_o$  = Viscosidad del aceite [cp]
- $r_w$  = Radio del pozo [ft]
- $\delta$  = Excentricidad del pozo horizontal [ft]
- $h$  = Espesor del yacimiento [ft]
- $k_h$  = Permeabilidad horizontal [md]
- $B_o$  = Factor de formación del aceite
- $L$  = Longitud del pozo horizontal [ft]

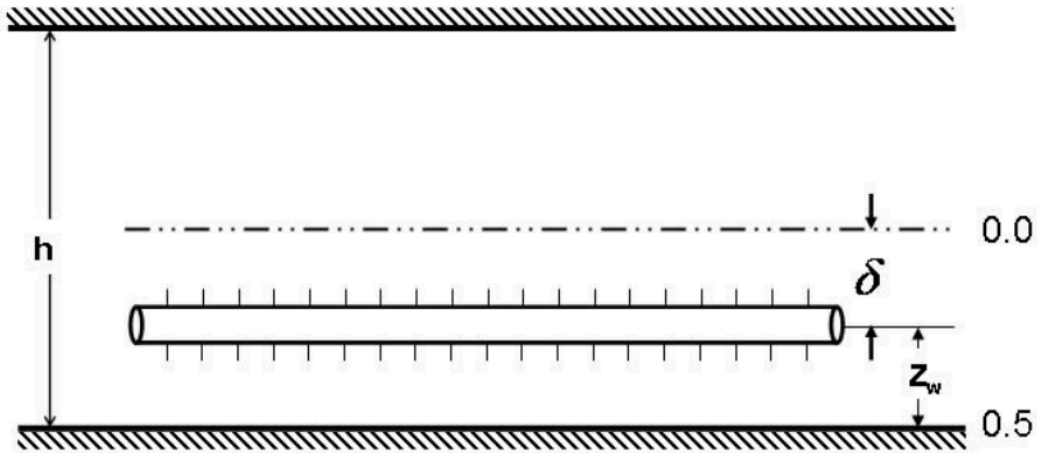


Figura 4.1

Esquema de un Pozo Horizontal no centrado<sup>1</sup>

Como previamente se ha definido,  $a$  puede ser calculada usando la Ecuación 3.10 y  $\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$ . En la Figura 4.2 se observa una comparación entre la productividad de un pozo horizontal no centrado con el de uno centrado para excentricidades de pozo diferentes. También se puede ver que si el pozo horizontal es suficientemente largo comparado con el espesor del yacimiento, el pozo puede ser localizado en cualquier parte del plano vertical sin significativa pérdida de productividad. En general, el comportamiento del pozo horizontal no es afectado significativamente por su excentricidad mientras que el pozo este ubicado entre el  $\pm 25\%$  del centro del yacimiento. Estrictamente hablando, esto es real para yacimientos limitados donde las fronteras superior e inferior están cerradas, es decir que no hay invasión de agua ni casquete de gas.

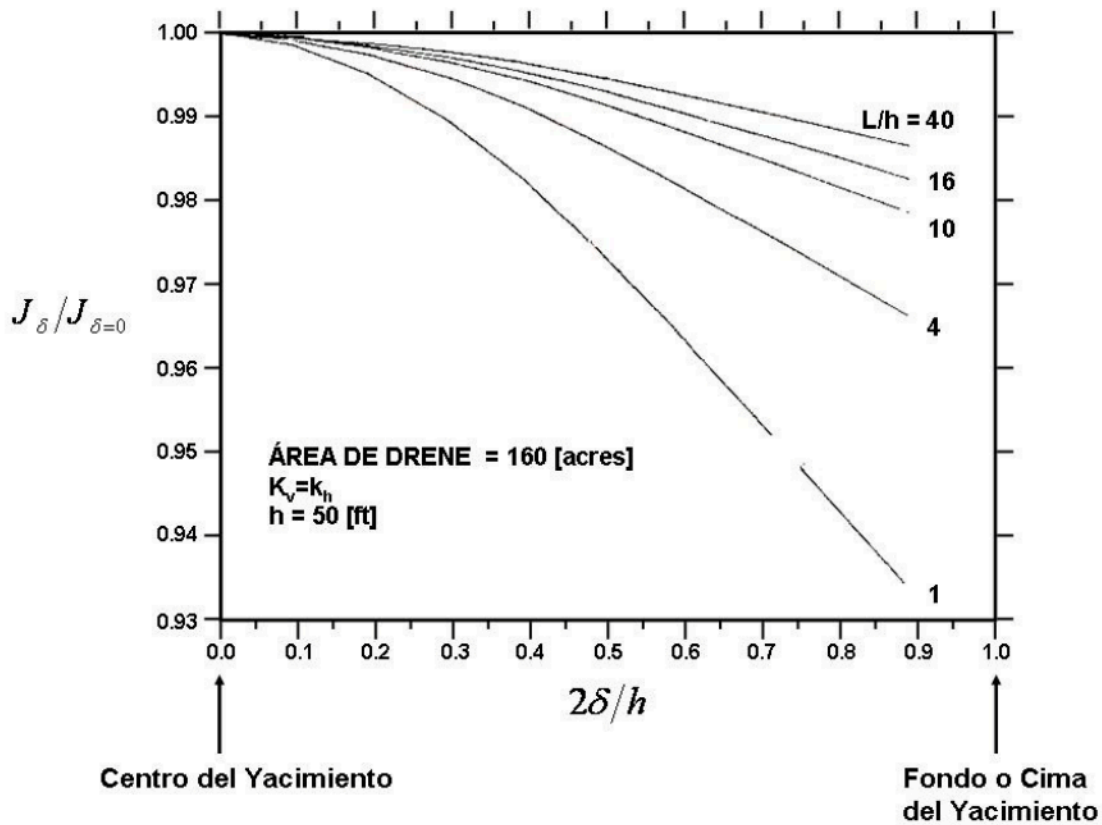


Figura 4.2

Influencia de la Excentricidad de un Pozo Horizontal sobre la Productividad<sup>1</sup>

Ejemplo 4.1:

Tenemos un pozo horizontal de 1000 ft de longitud, el cual fue perforado a 10 ft de la mitad de un yacimiento de 50 ft de espesor. Otros parámetros del yacimiento son

$$r_{eh} = 1490 \text{ ft} \quad \mu_o = 0.4 \text{ cp} \quad B_o = 1.35$$

$$k = 0.5 \text{ md} \quad r_w = 0.33 \text{ ft}$$



1.- Comparar las productividades de los pozos para valores de  $k_v/k_h$  igual a 0.1, 0.5 y 1.0

2.- Para  $\frac{k_v}{k_h} = 1.0$ , comparar las productividades del pozo si el pozo horizontal esta colocado a una distancia de 10 y 20 ft de la mitad del yacimiento.

Solución:

La productividad de un pozo horizontal no centrado esta dado por

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

Donde

$\delta$  = Excentricidad del pozo horizontal, ft

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = \sqrt{\frac{1}{0.1}} = 3.16$$

$$\delta = \frac{50}{2} - 10 = 15 \text{ ft}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5} = \frac{1000}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 \times 1490}{1000}\right)^4} \right]^{0.5}$$

$$a = 1,532 \text{ ft}$$

$$J_h = \frac{0.007078(0.5)(50)}{(0.4)(1.35)} \ln \left[ \frac{1532 + \sqrt{1532^2 - \left(\frac{1000}{2}\right)^2}}{\frac{1000}{2}} \right] + \left(\frac{3.16 \times 50}{1000}\right) \ln \left[ \frac{\left(\frac{3.16 \times 50}{2}\right)^2 + 3.16^2 \times 15^2}{\frac{3.16 \times 50 \times 0.33}{2}} \right]$$

$$J_h = 0.121 \text{ [bbl/(día-psi)]}$$

Para un pozo localizado a 20 pies de la mitad del yacimiento

$$\delta = \frac{50}{2} - 20 = 5 \text{ ft}$$

$$J_h = 0.123 \text{ [bbl/(día-psi)]}$$

Los cálculos para los casos anteriores pueden observarse a continuación

1.- Influencia de la variación de  $k_v / k_h$ :  $\delta = 10 \text{ ft}$

$\frac{k_v}{k_h}$	$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$	$J_h$ [bbl/(día-psi)]
0.1	3.16	0.121
0.5	1.41	0.153
1.0	1.00	0.162

2.- Influencia de la variación  $\delta$ :  $\frac{k_v}{k_h} = 1.0$ ,  $\beta = 3.16$

$\delta$ [ft]	$J_h$ [bbl/(día-psi)]
15	0.121
5	0.122
0	0.123

### 4.3 YACIMIENTOS CON CASQUETE DE GAS

Para yacimientos con un casquete de gas, la ecuación para flujo estacionario para un pozo influenciado por una frontera de presión constante puede ser escrita en términos del índice de productividad,  $J$  como<sup>31</sup>:

$$J = \frac{q_h}{\bar{p} - p_{wf}} \quad (4.2)$$

Donde:

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{162.2qB_o\mu_o}{\sqrt{k_h k_v} \left(\frac{L}{2}\right)} \left\{ \log \left[ \frac{8h\beta}{\pi r_w (1 + \beta)} \cot \left( \frac{\pi z_w}{2h} \right) \right] + 0.04343 \left[ s_m - \frac{(h - z_w)\beta}{\frac{L}{2}} \right] \right\} \quad (4.3)$$

y:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

En esta ecuación,  $z_w$  es la distancia que existe desde el pozo horizontal hasta la frontera inferior del yacimiento y  $\bar{p}$  es la presión media del yacimiento.

La Ecuación 4.3 es válida únicamente cuando  $\sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \left(\frac{2h}{L}\right) < 5.0$ . Es importante

notar que en la Ecuación 4.3, el casquete de gas es representado como una condición de frontera de presión constante. Adicionalmente se supone que la frontera inferior es impermeable, es decir, no hay flujo en esa frontera.

De la misma forma,  $s_m$  representa un factor de daño mecánico el cual puede ser evaluado desde la prueba de presión transitoria o aplicando la siguiente ecuación:

$$s_m = \frac{\sqrt{k_h k_v} \left( \frac{L}{2} \right)}{374.4 q B_o \mu_o} (p_i - p_{wfs}) - 2.303 \log \left[ \frac{8h\beta}{\pi r_w (1+\beta)} \cot \left( \frac{\pi z_w}{2h} \right) + \frac{(h-z_w)\beta}{\frac{L}{2}} \right] \quad (4.4)$$

En esta ecuación los subíndices  $ss$  denotan estado estacionario. La Figura 4.3 muestra cálculos típicos por la influencia de la excentricidad del pozo en un yacimiento con casquete de gas y una frontera inferior impermeable<sup>31</sup>.

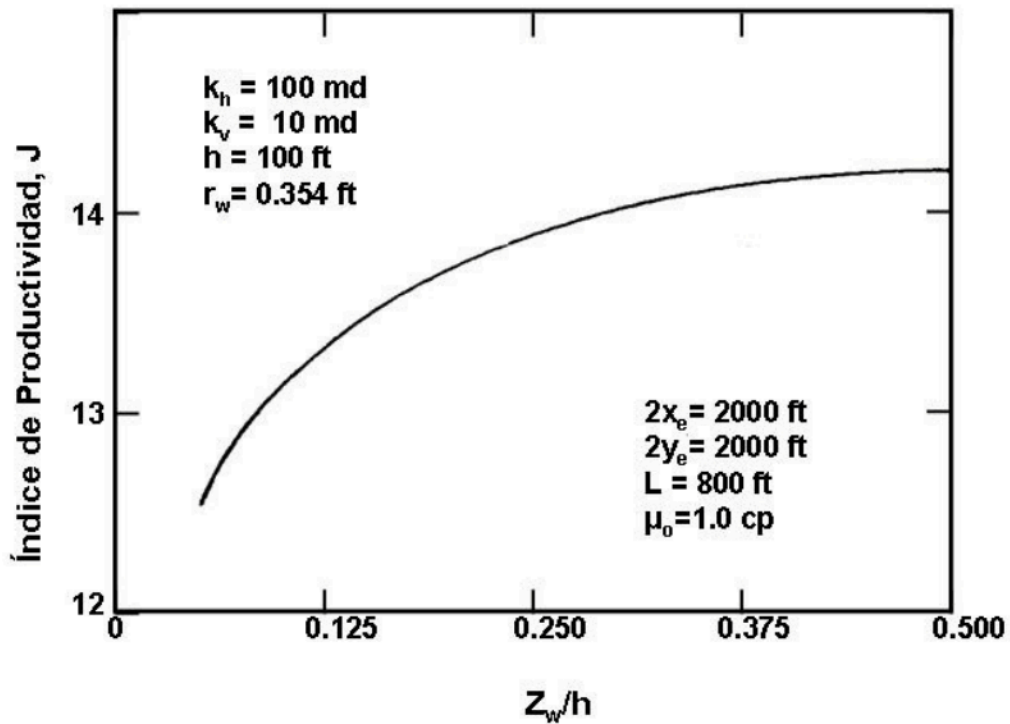


Figura 4.3

Influencia de la Excentricidad de un Pozo Horizontal sobre el Índice de Productividad<sup>31</sup>

Ejemplo 4.2:

Un pozo horizontal de 2000 ft de longitud es perforado en yacimiento de espesor de 50 ft. El yacimiento esta expuesto a un casquete de gas. Otros parámetros del yacimiento son

$$\begin{array}{lll}
 k_h = 2 \text{ md} & r_w = 0.365 \text{ ft} & B_o = 1.2 \\
 \mu_o = 0.6 \text{ cp} & k_v = 1 \text{ md} & s_m = +2
 \end{array}$$

Comparar las productividades para un pozo horizontal localizado a 5, 10, 15, 20 y 25 ft desde el fondo del yacimiento.

Solución:

Para un pozo horizontal localizado a 5 ft del fondo del yacimiento

$$z_w = 5 \text{ ft} \quad \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = \sqrt{\frac{2}{1}} = 1.414$$

Para calcular la productividad usamos las Ecuaciones 4.2 y 4.3

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{162.2qB_o\mu_o}{\sqrt{k_h k_v} \left(\frac{L}{2}\right)} \left\{ \log \left[ \frac{8h\beta}{\pi r_w (1 + \beta)} \cot \left( \frac{\pi z_w}{2h} \right) \right] + 0.04343 \left[ s_m - \frac{(h - z_w)\beta}{\frac{L}{2}} \right] \right\}$$

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{162.2q_h(1.2)(0.6)}{\sqrt{(2)(1)} \left(\frac{2000}{2}\right)} \left\{ \log \left[ \frac{8 \times 50 \times 1.414}{\pi (0.365)(1 + 1.414)} \cot \left( \frac{\pi \times 5}{2 \times 50} \right) \right] + 0.04343 \left[ s_m - \frac{(50 - 5)1.414}{\frac{2000}{2}} \right] \right\}$$

$$\bar{p} - p_{wf} = 0.08269q_h[3.11 + 0.896]$$

$$\bar{p} - p_{wf} = 0.331q$$

$$J = \frac{q_h}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{1}{0.331} = 3.05 \text{ [bbl/(día-psi)]}$$

Los resultados para diferentes posiciones del pozo horizontal se muestran en la siguiente tabla:

$z_w$ [ft]	$\frac{z_w}{h}$	$J_h$ [bbl/(día-psi)]
5	0.1	3.05
10	0.2	3.32
15	0.3	3.50
20	0.4	3.66
25	0.5	3.82

#### 4.4 POZOS HORIZONTALES A DIFERENTES PROFUNDIDADES

En la práctica, se pueden perforar varios pozos horizontales desde una simple locación vertical perforada. Cuando varios pozos horizontales tienen origen de un solo punto (Ver Figura 4.4), la siguiente ecuación sirve para calcular la producción total de aceite<sup>22</sup>:

$$q_h = \frac{0.007078k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \frac{1}{\ln\left(\frac{F r_e}{L}\right) + \left(\frac{h}{nL}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (4.5)$$

Donde  $n$  representa el numero de radios y  $F = 4, 2, 1.86$  y  $1.78$  para  $n = 1, 2, 3$  y  $4$ , respectivamente. De esta forma, se puede concluir que mientras el número de pozos se incrementa, el incremento de la productividad obtenida por cada pozo adicional declinara rápidamente.

En la mayoría de los yacimientos, los agujeros múltiples son perforados a diferentes profundidades. Como se puede observar, la Figura 4.5 muestra el esquema de dos pozos horizontales a diferentes profundidades. Si  $m$  representa el número de niveles o profundidades en la cual los agujeros son perforados y  $H$  representa el espesor drenado del yacimiento por cada pozo, entonces la altura total del yacimiento  $h = H m$ . La Ecuación 4.6 puede ser modificada para calcular el gasto total de los pozos múltiples<sup>22</sup>:

$$q_h = \frac{0.007078k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e F}{L}\right) + \left(\frac{h}{L m n}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi m r_w}\right)} \quad (4.6)$$

Donde  $F$  es calculado de la misma forma que la Ecuación 4.5.

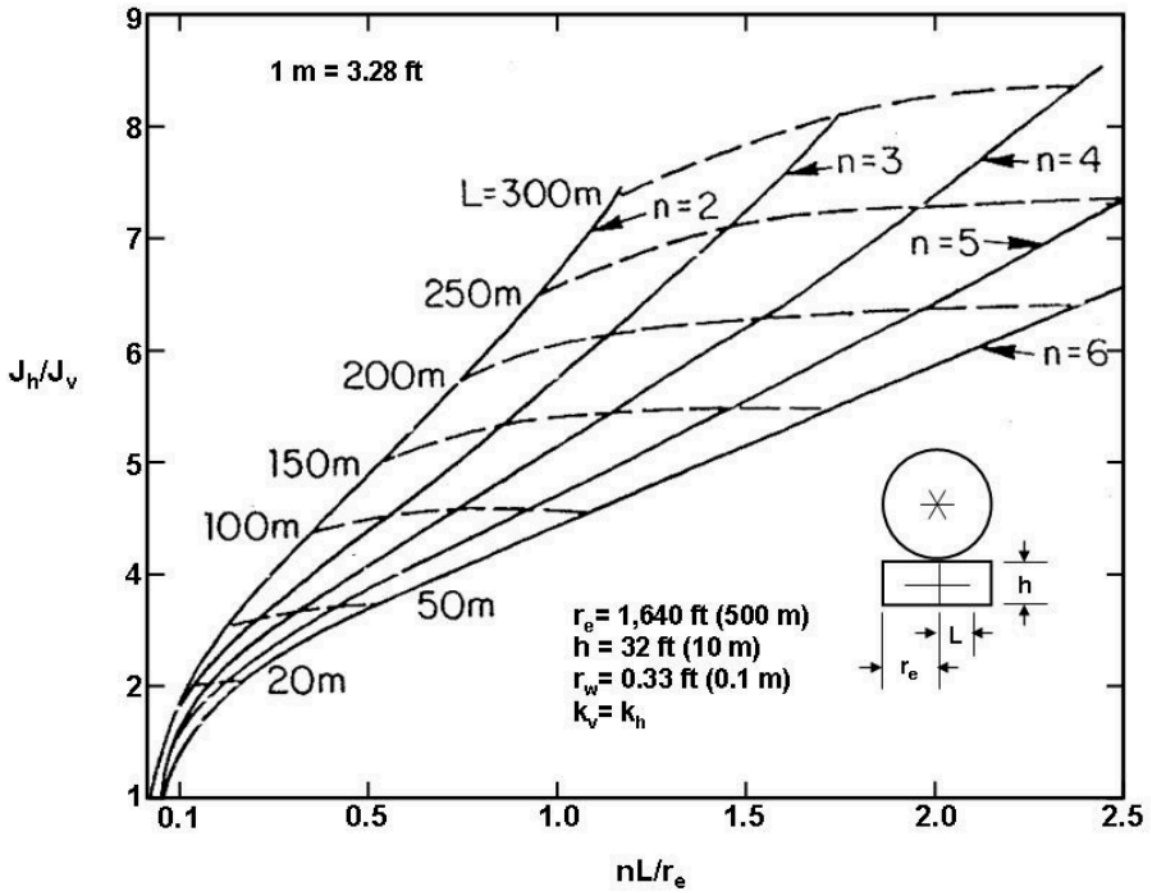


Figura 4.4

Relación de Productividad con Múltiples Agujeros<sup>22</sup>

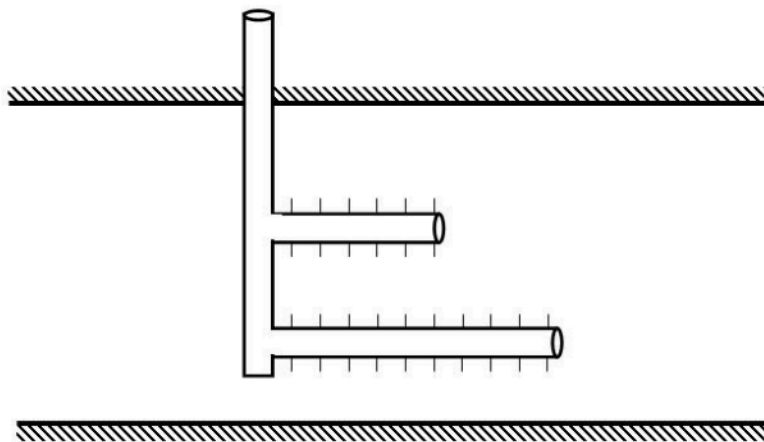


Figura 4.5

Esquema de un pozo con dos agujeros horizontales a diferentes profundidades



*Ejemplo 4.3:*

Calcular la producción total de aceite de cuatro pozos con 250 ft de longitud los cuales se encuentran en una misma locación a la misma profundidad con los siguientes parámetros de fluido y yacimiento

$$\begin{array}{ll} k_h = 10 \text{ md} & \Delta p = 300 \text{ psi} \\ h = 50 \text{ ft} & r_e = 1000 \text{ ft} \\ \mu_o = 1 \text{ cp} & B_o = 1.1 \\ L = 250 \text{ ft} & r_w = 0.354 \text{ ft} \end{array}$$

*Solución:*

Usando la Ecuación 4.6, calculamos la producción total de aceite

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta p}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e F}{L}\right) + \left(\frac{h}{L m n}\right) \ln\left(\frac{h}{2 \pi m r_w}\right) \right]}$$

Puede verse que para una profundidad ( $m=1$ ), la Ecuación 4.6 se reduce a la Ecuación 4.5, donde  $n = 4$  y por lo tanto  $F = 1.78$ .

$$q_h = \frac{0.007078(10)(50)(300)}{(1)(1.1) \left[ \ln\left(\frac{1000 \times 1.78}{250}\right) + \left(\frac{50}{250 \times 4}\right) \ln\left(\frac{50}{2 \pi \times 0.354}\right) \right]}$$

$$q_h = 456 \text{ BPD}$$

# **CAPÍTULO 5**

## **PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES**

## 5.1 ASPECTOS TEORICOS

El análisis de prueba de presión de un pozo horizontal es complejo y en muchas ocasiones difícil de interpretar. Antes de discutir el procedimiento del análisis, es necesario establecer los objetivos del análisis de las pruebas del pozo. En general, un análisis de prueba de pozo se realiza para satisfacer los siguientes objetivos:

1. Para obtener las propiedades del yacimiento.
2. Para determinar si toda la longitud perforada de un pozo horizontal es también una longitud productora.
3. Para estimar el factor de daño mecánico o daño relacionado con la perforación o terminación de un pozo horizontal. Y basándose en la magnitud del daño puede decidirse que tipo de estimulación puede llevarse a cabo.

Una prueba de presión de un pozo horizontal es difícil de analizar por las siguientes razones:

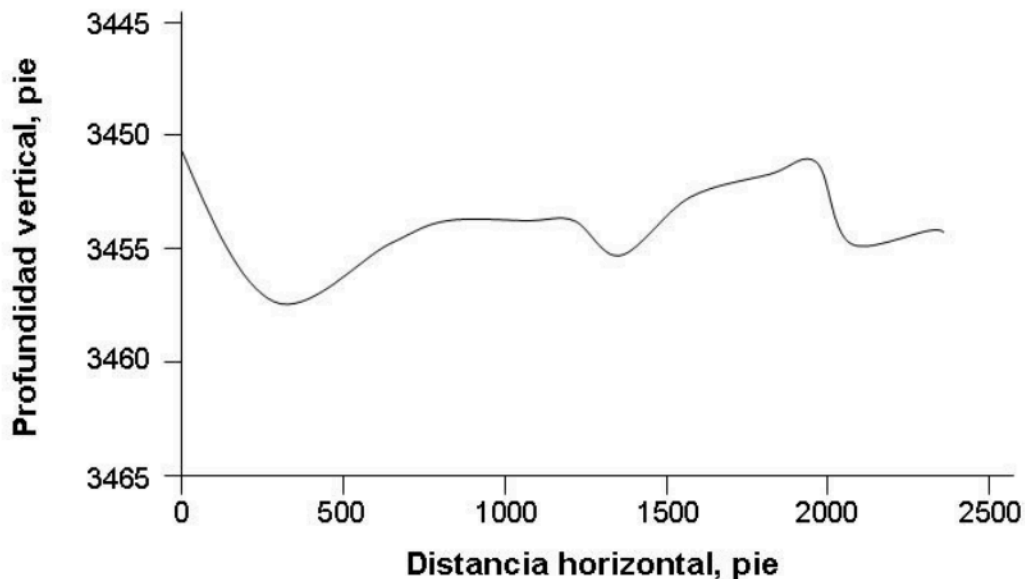
1. La mayoría de los modelos matemáticos para pozos horizontales suponen que los pozos horizontales están perfectamente horizontales y que son paralelos a las fronteras inferior y superior del yacimiento. En general, los pozos horizontales están raramente horizontales mas bien tienen forma de serpiente con variaciones en el plano vertical a lo largo de la longitud del pozo. Esta variación vertical de un pozo depende de la tolerancia empleada en la perforación. Algunos pozos horizontales, como se muestra en la Figura 5.1, ilustra el efecto de una serpiente el cual puede existir a lo largo de la longitud del pozo. Debido a esto, una parte del pozo puede acercarse a la frontera superior del yacimiento y de la misma forma, una parte del pozo puede acercarse a la frontera inferior del yacimiento. Todas

esas variaciones a lo largo del pozo producen una presión manométrica en el último intervalo productor de disparos del pozo. Sin embargo, la influencia de esas variaciones a lo largo del pozo en la presión es desconocida. En la actualidad. Las pruebas de los pozos se llevan acabo colocando un manómetro en el último intervalo de disparos productores o en la cabeza del pozo. Hace una década pocas operadoras instalaban manómetros permanentes cerca del fondo del pozo o en el último intervalo productor de disparos.

2. Si se quiere conocer si la longitud perforada es la misma que la longitud productora, los cálculos no son sencillos, debido a que los pozos horizontales muestran factores de daño negativos, dependiendo de su longitud y de las propiedades del yacimiento. En la practica, parte de esta factor negativo se compensa por los factores de daño positivos que se deben al daño en la vecindad del pozo y el efecto de la densidad de los disparos, así como el estado mecánico de terminación del pozo. A excepción del periodo de flujo temprano, el análisis de los otros periodos proporciona el factor de daño efectivo, el cual es una suma del factor de daño positivo y negativo. Es difícil separar estos conceptos, a menos que, se suponga que la longitud perforada es la misma que la longitud productora. Sin embargo, si la longitud del pozo horizontal se interseca con una zona no productora, esta se reflejará como un factor de daño positivo. De esta forma, puede ser difícil distinguir entre el efecto de la intersección del intervalo no productor, del daño mecánico debido a la perforación o terminación. La única forma segura de calcular el daño mecánico es analizando el flujo radial temprano sobre un plano vertical. Inicialmente un pozo horizontal actúa si este fuera un pozo vertical perforado en un plano horizontal. Una vez que el pozo es abierto a producción, inicialmente se desarrolla un flujo radial alrededor de este, hasta que la frontera superior o inferior del yacimiento afecta la respuesta de presión del pozo. Normalmente, los pozos horizontales son perforados en yacimientos de

espesor delgado. Por lo tanto, el periodo de flujo inicial puede durar desde unos pocos minutos hasta unas cuantas horas y puede ser difícil identificarlo en el análisis de los datos de la prueba del pozo. Por eso, puede ser imposible estimar el daño mecánico. Además, el efecto de almacenamiento del pozo puede afectar el periodo de flujo radial inicial, especialmente si el pozo está dañado. De esta forma, el periodo de flujo radial inicial no puede ser detectado dando como resultado la incapacidad de estimar el daño mecánico de un pozo horizontal.

3. En general, si se lleva a cabo una prueba en un pozo horizontal donde la productividad es menor del esperado o donde se está tratando de estimar si un pozo horizontal está produciendo a todo su potencial, la interpretación de los resultados de las pruebas puede ser difícil. Como ya se ha mencionado, la única forma que se puede estimar el daño mecánico es sí, y solo sí, se puede identificar el periodo de flujo radial inicial.



**Figura 5.1**

Perfil de un pozo horizontal<sup>1</sup>

Para un pozo horizontal mostrando alto factor de daño negativo en una prueba de pozo, del orden de  $-4$  o  $.5$ , la decisión de estimulación es simple y se puede decidir no estimular el pozo horizontal. Similarmente, para un pozo horizontal el cual muestra factores de daño del orden de  $+5$ ,  $+10$ , o  $+15$ , la decisión es simple, y se puede decidir estimular el pozo. El problema surge cuando el factor de daño de un pozo horizontal esta dentro del orden de  $-2$  a  $-1$ , esto quiere decir que una parte del pozo no es productivo. Las razones para que esos intervalos sean improductivos pueden ser muy variadas:

1. Muchos pozos horizontales, especialmente aquellos perforados en zonas de fracturas, muestran debido a las heterogeneidades del yacimiento, que la longitud total de pozo no puede ser productiva.
2. Ocasionalmente, los pozos horizontales han sido perforados fuera de la zona productora debido a los errores de perforación.

Ahora la pregunta es si la zona parcial improductiva se debe al daño mecánico por la perforación o la terminación o si una porción del pozo horizontal interseca una formación improductiva. Los intervalos productores pueden ser identificados con un registro de producción. El registro de producción en algunos casos no es costoso pero no es útil si la terminación del pozo es con agujero descubierto o con una liner disparado. Con esas terminaciones, es difícil estimar la longitud productora exacta de un pozo horizontal. Por ejemplo, con un liner disparado el flujo en el espacio anular entre el liner disparado y el agujero hace difícil identificar el fluido entrante al pozo. Así, sin una terminación apropiada, es difícil no únicamente identificar el intervalo improductor a lo largo del pozo sino también identificar las partes a lo largo del pozo que requieren estimulación.

## 5.2 SOLUCIÓN MATEMÁTICA Y SUS IMPLICACIONES PRÁCTICAS

La ecuación para analizar el comportamiento de un pozo horizontal durante el flujo transitorio puede ser dividida en tres categorías, nombrándolas:

1. Ecuación de flujo uniforme.
2. Ecuación de conductividad infinita (Ecuación de flujo uniforme evaluada en el punto de presión equivalente).
3. Ecuación de flujo uniforme con presión promedio en el pozo<sup>31,32,34</sup>.

Para un pozo vertical fracturado una ecuación de flujo uniforme, el cual asume flujo uniforme en la entrada a lo largo de la longitud de la fractura, fue descubierto por Gringerten, Ramey, y Raghavan<sup>36</sup>. En un pozo vertical, la fractura se extiende en dos direcciones diametralmente opuestas desde el centro del pozo. Por lo tanto, para tener flujo uniforme en la entrada a lo largo de la fractura requiere de la presión más baja en el centro del pozo con incremento de presión a lo largo de la longitud de la fractura, y con la presión más alta en los extremos de la fractura.

Para un pozo vertical con una fractura de conductividad infinita, la presión del pozo y la presión a lo largo de la longitud de la fractura es el mismo. Bajo esta condición, el máximo fluido que entra a la fractura lo hace cerca de sus extremos con un mínimo fluido entrante en el centro de la fractura. Para flujo uniforme en una fractura, la respuesta de presión esta dada por la siguiente ecuación:

$$P_D = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_0^{t_D^*} \left[ \operatorname{erf} \frac{(1+x_D)}{2\sqrt{\tau}} + \operatorname{erf} \frac{(1-x_D)}{2\sqrt{\tau}} \right] \left[ \exp \left( \frac{-y_D^2}{4\tau} \right) \right] \frac{d\tau}{\sqrt{\tau}} \quad (5.1)$$

Donde:

$$P_D = \frac{k_h h (p_i - p)}{\left(141.2 q \frac{B}{\mu}\right)} \quad (5.2)$$

$P_D$  = Presión adimensional

$$t_D^* = \frac{2.637 \times 10^{-4} k_h t}{\phi \mu C_t x_f^2} \quad (5.3)$$

$t_D^*$  = Tiempo adimensional

$$y_D = \frac{y}{x_f} \quad (5.4)$$

$$x_D = \frac{x}{x_f}$$

$p_i$  = Presión inicial de yacimiento, psi

$p$  = Presión actual de pozo, psi

$q$  = Gasto, bpd

$B$  = Factor de formación de volumen

$\mu$  = Viscosidad del aceite, cp

$t$  = Tiempo, horas

$\phi$  = Porosidad, fracción

$C_t$  = Compresibilidad total, 1/psi

$x_f$  = Mitad de la longitud de la fractura, pie

$x$  = Distancia medida desde el centro del pozo a lo largo de la fractura, pie

$y$  = Distancia perpendicular a la fractura, pie

La presión del pozo se obtiene al evaluar la Ecuación 5.1 cuando  $x_D = 0$  y  $y_D = 0$ . Aunque algunos autores consideran que la respuesta de presión de una fractura de conductividad infinita se puede obtener evaluando la Ecuación 5.1 cuando  $x_D = 0.732$  y  $y_D = 0$  donde el flujo uniforme y la solución de conductividad



infinita dan la misma respuesta de presión. La Ecuación 5.1 se puede usar para calcular la respuesta de presión tanto de flujo uniforme como de fracturas de conductividad infinita.

El mismo concepto de flujo uniforme y conductividad infinita ha sido asociado a pozos horizontales. Se considera que los pozos horizontales no tienen virtualmente caídas de presión dentro del pozo, lo cual resulta que se consideran como solución de conductividad infinita. La ecuación para un pozo horizontal en un yacimiento infinito es (Ver Figura 5.2)<sup>30,34,35</sup>:

$$p_D = (x_D, y_D, z_D, z_{wD}, L_D, t_D)$$

$$p_D = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \sqrt{\frac{k_h}{k_y}} \int_0^{t_D} \left[ \operatorname{erf} \frac{\left( \sqrt{\frac{k_h}{k_x}} + x_D \right)}{2\sqrt{\tau}} + \operatorname{erf} \frac{\left( \sqrt{\frac{k_h}{k_x}} - x_D \right)}{2\sqrt{\tau}} \right] \times \left[ \exp \left( \frac{-y_D^2}{4\tau} \right) \right] \times [\psi] \frac{d\tau}{\sqrt{\tau}} \quad (5.5)$$

Donde:

$$\psi = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-n^2 \pi^2 L_D^2 \tau) \cos(n\pi z_D) \cos(n\pi z_{wD})$$

y:

$$L_D = \left( \frac{L}{2h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (5.6)$$

$$x_D = \left( \frac{2x}{L} \right) \sqrt{\frac{k_h}{k_x}}$$

$$y_D = \left( \frac{2y}{L} \right) \sqrt{\frac{k_h}{k_y}}$$

$$z_D = \frac{z}{h}$$

$$z_{wD} = \frac{z_w}{h}$$

$$r_{wD} = \left( \frac{2r_w}{L} \right) \sqrt{\frac{k_h}{k_y}} \tag{5.7}$$

$$t_D = \frac{0.001055 k_h t}{\phi \mu C_t L^2} \tag{5.8}$$

$$k_h = \sqrt{k_x k_y} \tag{5.9}$$

y:

$z_w$  = Distancia vertical medida desde la frontera inferior de la zona productora hacia el pozo.

$k_x$  = Permeabilidad en la dirección  $x$  en el plano areal, md

$k_y$  = Permeabilidad en la dirección  $y$  en el plano areal, md

$k_z$  = Permeabilidad en la dirección  $z$ , md

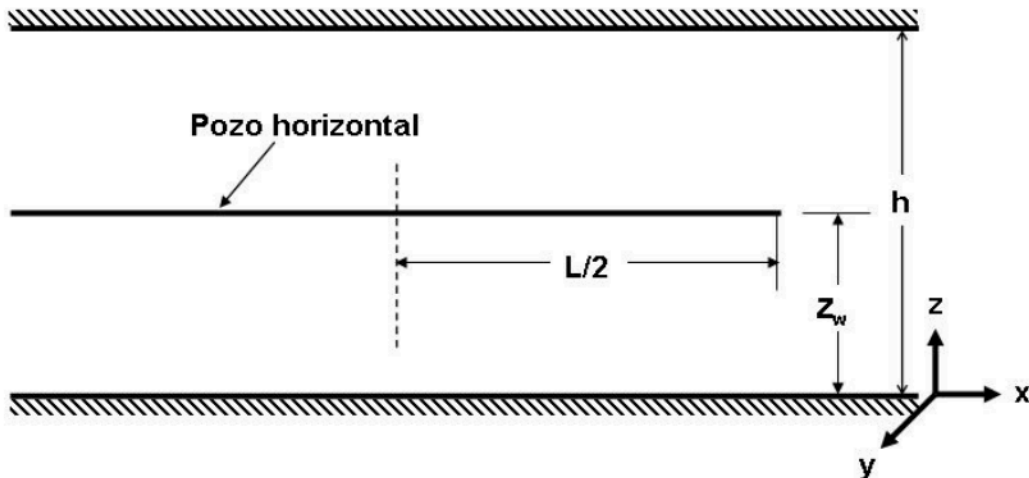


Figura 5.2

Modelo de un Pozo Horizontal

Es importante mencionar que:

1. La Ecuación 5.5 es la solución de la línea fuente, por ejemplo, un pozo con una dimensión de longitud.
2. Para pozos largos,  $L_D$  es muy grande y en consecuencia el término  $\sum_{n=1}^{\infty} \exp(-n^2 \pi^2 L_D^2 \tau) \cos(n\pi z_D) \cos(n\pi z_{wD})$  tiende a cero. De esta forma, en el caso límite, la solución de pozo horizontal, la Ecuación 5.5 se reduce la solución de la fractura, es decir la Ecuación 5.1.
3. Por sustituir  $x = \pm \frac{L}{2}$  en la Ecuación 5.5, se puede obtener una solución de flujo uniforme para un pozo horizontal produciendo ya sea del extremo derecho o izquierdo del pozo.
4. Por sustituir  $x_D = 0.732$  en la Ecuación 5.5, se puede obtener una solución de conductividad infinita<sup>30,34,35</sup>.

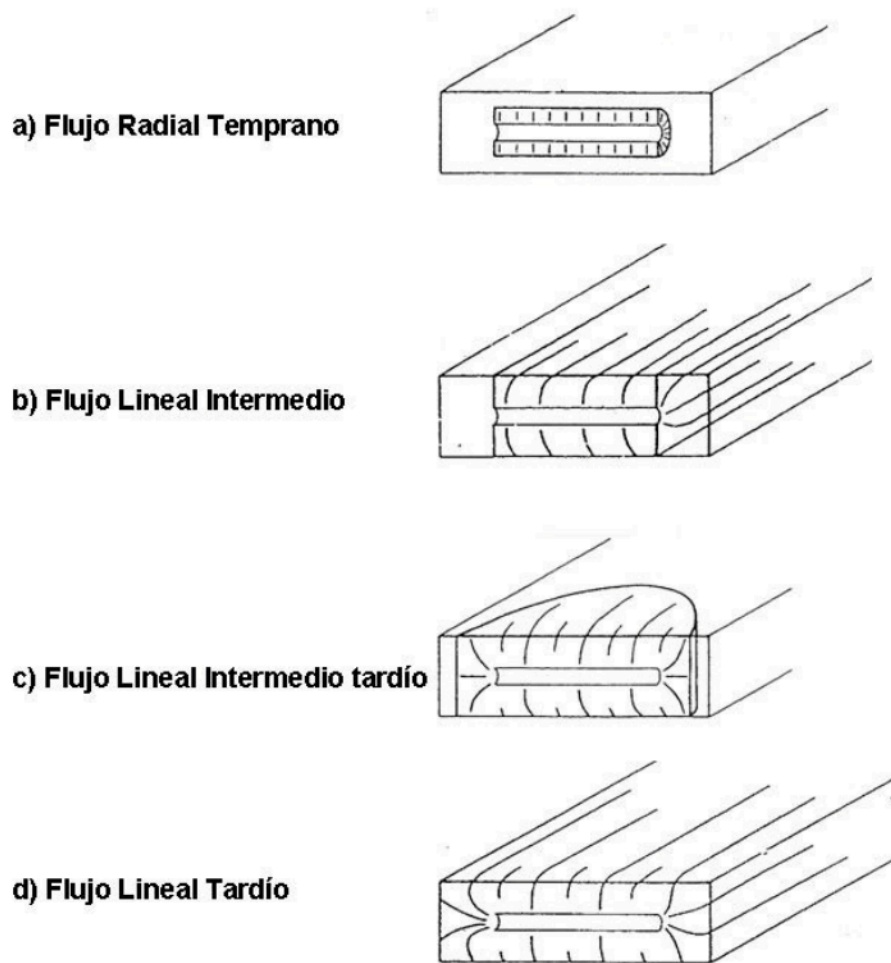
El valor de  $x_D$  para la solución de pozo horizontal de conductividad infinita depende de  $L_D$ , longitud de pozo adimensional.

Babu y Odeh<sup>37</sup> han presentado una solución para flujo uniforme para la respuesta de un pozo horizontal en un yacimiento infinito. Kuchuk et al. han reportado una solución para la presión promedio a lo largo de la longitud del pozo. Desde el punto de vista práctico, es importante mencionar que la mayoría de las soluciones disponibles son para yacimientos con fronteras superior e inferior cerradas al flujo.

### 5.3 PERIODOS DE FLUJO

Como se muestra en la Figura 5.3, en general, los pozos horizontales pueden exhibir cuatro regímenes de flujo distintos dependiendo del pozo y de la geometría del yacimiento:

1. Periodo de flujo radial temprano en un plano vertical (Figura 5.3a)
2. Flujo lineal temprano (Figura 5.3b)
3. Flujo pseudo-radial tardío en un plano horizontal (Figura 5.3c)
4. Flujo lineal tardío (Figura 5.3d)



**Figura 5.3**

Cuatro Posibles Regímenes de Flujo en Pozos Horizontales<sup>32</sup>

Inicialmente como el pozo es puesto a producción, se desarrolla un flujo radial en el plano vertical perpendicular al pozo. El pozo actúa como si fuera un pozo vertical volteado de lado en un yacimiento lateralmente infinito con espesor  $L$ . Este periodo de flujo termina cuando influye el efecto de la frontera superior o inferior del yacimiento o cuando el flujo a través del extremo del pozo afecta la respuesta de presión. Si la longitud del pozo es suficientemente larga comparada con el espesor del yacimiento, puede existir un periodo de flujo lineal. En un yacimiento suficientemente largo, se puede desarrollar eventualmente un flujo pseudo-radial. Después del flujo pseudo-radial es posible que se desarrolle un flujo lineal tardío.

Las soluciones analíticas, incluyendo la Ecuación 5.5, no pueden ser usadas directamente para propósitos de pruebas de pozos. Se tienen que utilizar las técnicas de aproximación matemática para simplificar las soluciones analíticas tal que los datos de presión pueden ser analizados de una forma práctica. Los estudios teóricos muestran que hay cuatro posibles regímenes de flujo dependiendo de la longitud relativa del pozo comparado con el espesor del yacimiento, y la longitud relativa del pozo con el área de drenaje.

Bajo ciertas circunstancias, la permeabilidad, la anisotropía de la permeabilidad, y el factor de daño mecánico pueden ser estimados mediante el análisis de los datos de presión en flujo transitorio.

### *FLUJO RADIAL TEMPRANO*

El flujo es radial en el plano vertical perpendicular al pozo durante este periodo de flujo. Es equivalente a un pozo vertical totalmente penetrante en un yacimiento infinito de espesor  $L$ . La respuesta de presión del pozo durante este periodo de flujo esta representada por la siguiente ecuación:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.2 q B \mu}{\sqrt{k_v k_y} L} \left[ \log \left( \frac{\sqrt{k_v k_y} t}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.868 s \right] \quad (5.10)$$

Donde  $s$  es el factor de daño causado por la estimulación. Si el factor de daño tiene un valor positivo, este se denota como  $s_m$ , que es el factor de daño mecánico debido a la perforación o terminación.

La Ecuación 5.10 indica que la gráfica de presión del pozo  $p_{wf}$  versus el tiempo de producción  $t$  en coordenadas semilogarítmicas muestra una línea recta con pendiente definida por:

$$m_1 = \frac{162.2 q B \mu}{\sqrt{k_v k_y} L} \quad (5.11)$$

La permeabilidad equivalente en un plano vertical alrededor del pozo puede ser calculado como:

$$\sqrt{k_v k_y} = \frac{162.2 q B \mu}{m_1 L} \quad (5.12)$$

Extrapolando la línea recta para  $t = 1 \text{ hora}$ , se obtiene la siguiente ecuación:

$$p_i - p_{1,hr} = m_1 \left[ \log \left( \frac{\sqrt{k_v k_y}}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.868 s \right] \quad (5.13)$$

Donde  $p_i$  es la presión inicial del yacimiento, y  $p_{1,hr}$  es la presión obtenida por extrapolar la línea recta a  $t = 1 \text{ hora}$ . Reordenando la Ecuación 5.13, obtenemos:

$$s = 1.151 \left[ \frac{p_i - p_{1,hr}}{m_1} - \log \left( \frac{\sqrt{k_v k_y}}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (5.14)$$

La Ecuación 5.14 da a entender que si la respuesta de presión de tiempo temprano exhibe una línea recta en semilog, se puede estimar el factor de daño  $s$ . Adicionalmente, usando la Ecuación 5.11 se puede estimar el parámetro  $L\sqrt{k_v k_y}$ . Si el yacimiento es arealmente isotrópico ( $k_x = k_y = k_h$ ) entonces  $Lk_{eff}$  puede ser estimado donde  $k_{eff} (= \sqrt{k_h k_v})$  es la permeabilidad efectiva del yacimiento. Así, si la permeabilidad efectiva del yacimiento es conocida, se puede estimar la longitud productora del pozo  $L$ . En viceversa, si la longitud productora del pozo  $L$  es conocida, entonces se puede estimar la permeabilidad efectiva del yacimiento. Como ya se ha mencionado, este régimen de flujo puede ser corto y puede ser difícil identificarlo en aplicaciones de campo.

Físicamente, este periodo de flujo termina cuando el efecto de la frontera superior o inferior es sentido o cuando el flujo a través de los extremos del pozo afecta la respuesta de la presión. Para estimar el tiempo que se requiere para que este flujo termine se emplea la siguiente ecuación:

$$t_{e1} = \frac{190d_z^{2.095} r_w^{-0.095} \phi \mu C_t}{k_v} \quad (5.15)$$

Donde  $d_z$  es la distancia del pozo a la frontera mas cercana (inferior o superior) en pies,  $r_w$  es el radio del pozo en pie,  $\phi$  es la porosidad en fracción,  $\mu$  es la viscosidad en cp,  $C_t$  es la compresibilidad total en 1/psi,  $k_v$  es la permeabilidad en md, y el tiempo  $t_{e1}$  esta en horas. Odeh y Babu<sup>37</sup> mostraron que la duración del periodo de flujo temprano en horas esta dado por el mínimo de los dos términos siguientes:

$$t_{e1} = \frac{1800d_z^2 \phi \mu C_t}{k_v} \quad (5.16)$$

o

$$t_{e1} = \frac{125 L^2 \phi \mu C_i}{k_y} \quad (5.17)$$

Notar que la Ecuación 5.16 proporciona el tiempo en el cual la frontera mas cercana empieza afectar la respuesta de presión mientras que la Ecuación 5.17 representa el tiempo en el cual los fluidos empiezan a cruzar los extremos del pozo.

### FLUJO LINEAL TEMPRANO

Si el pozo horizontal es largo suficientemente comparado con el espesor de la formación, un periodo de flujo lineal puede desarrollarse una vez que la presión transitoria alcanza las fronteras superior e inferior. La respuesta de presión durante este periodo de flujo esta dada por:

$$p_i - p_{wf} = \frac{8.128 qB\mu}{Lh} \sqrt{\frac{t}{\phi \mu C_i k_y}} + \frac{141.2 qB\mu}{L \sqrt{k_y k_v}} (s_z + s) \quad (5.18)$$

Donde  $s_z$  es el factor de pseudo-daño ocasionado por la penetración parcial en la dirección vertical, y esta dado por<sup>37</sup>:

$$s_z = \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0.25 \ln\left(\frac{k_y}{k_v}\right) - \ln\left(\sin\left(\frac{180^\circ z_w}{h}\right)\right) - 1.838 \quad (5.19)$$



El cálculo de  $s_z$  de la Ecuación 5.19 requiere de conocimiento de la relación de permeabilidad  $\frac{k_y}{k_v}$  y de la localización vertical del pozo  $z_w$ .

La Ecuación 5.18 indica que graficando  $\Delta p = p_i - p_{wf}$  versus  $\sqrt{t}$  mostrará una línea recta con pendiente definida por:

$$m_2 = \frac{8.128 qB}{Lh} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t k_y}} \quad (5.20)$$

Un producto de la longitud productora del pozo  $L^2$  y la permeabilidad  $k_y$  puede ser obtenida de la pendiente:

$$L^2 k_y = \left( \frac{8.128 qB}{h m_2} \right)^2 \left( \frac{\mu}{\phi C_t} \right) \quad (5.21)$$

Si se supone que la longitud perforada es también la longitud productora, la permeabilidad  $k_y$  puede ser calculada. Adicionalmente, extrapolando la línea recta para  $\sqrt{t} = 0$ , se tiene:

$$\Delta p|_{t=0} = \frac{141.2 qB \mu}{L \sqrt{k_y k_v}} (s_z + s) \quad (5.22)$$

Si el factor de pseudo-daño  $s_z$  es conocido, entonces el factor de daño  $s$  puede ser estimado, suponiendo que la longitud perforada es igual a la longitud productora.

Como ya se ha mencionado, este régimen de flujo existe únicamente si la longitud del pozo es suficiente comparado con el espesor del yacimiento. De esta forma el periodo de flujo termina aproximadamente cuando<sup>32</sup>:

$$t_{e2} = \frac{20.8 \phi \mu C_t L^2}{k_x} \quad (5.23)$$

Si el tiempo dado por la Ecuación 5.23 es mas pequeño que el dado por la Ecuación 5.15, el pozo no es suficientemente largo comparado con el espesor de la formación y no se puede desarrollar flujo lineal<sup>32</sup>. Existe otro criterio para estimar el principio y final del flujo lineal, el cual se representa con la siguiente ecuación:

$$t_{s2} = \frac{1800 D_z^2 \phi \mu C_t}{k_y} \quad (5.24)$$

y

$$t_{e2} = \frac{160 \phi \mu C_t L^2}{k_x} \quad (5.25)$$

Donde  $D_z (= h - d_z)$  es la máxima distancia entre el pozo y la frontera  $z$ , por ejemplo la frontera superior o inferior del yacimiento. Si  $t_{s2} \geq t_{e2}$ , este periodo de flujo no ocurrirá. En varias pruebas de pozo, este periodo de flujo puede ser muy corto, dificultando su identificación. También se debe resaltar que  $t_{e2}$  de la Ecuación 5.25 es 7.7 veces más grande que el de la Ecuación 5.23.

#### PERIODO DE FLUJO PSEUDO-RADIAL

Si la longitud del pozo es suficientemente corto comparado con el espesor del yacimiento, se puede desarrollar un periodo de flujo pseudo-radial en el tiempo tardío. Este periodo de flujo inicia en el tiempo<sup>32</sup>:

$$t_{s3} = \frac{1230L^2\phi\mu C_i}{k_x} \quad (5.26)$$

También, para predecir el inicio del flujo pseudo-radial se emplea la siguiente formula:

$$t_{s3} = \frac{1480L^2\phi\mu C_i}{k_x} \quad (5.27)$$

Este periodo termina cuando la presión transitoria alcanza una de las fronteras exteriores. La respuesta de presión durante este periodo de flujo pseudo-radial esta dado por<sup>32</sup>:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_x k_y} h} \left[ \log\left(\frac{k_x t}{\phi\mu C_i L^2}\right) - 2.023 \right] + \frac{141.2qB\mu}{L\sqrt{k_y k_y}} (s_z + s) \quad (5.28)$$

La Ecuación 5.28 indica que graficando  $p_{wf}$  versus  $t$  en coordenadas semilogarítmicas mostrará una línea recta en semilog de pendiente  $m_3$ , donde:

$$m_3 = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_x k_y} h} \quad (6.29)$$

La permeabilidad equivalente horizontal  $\sqrt{k_x k_y}$  puede ser obtenida de la siguiente forma:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6qB\mu}{m_3 h} \quad (5.30)$$

El factor de daño también puede ser obtenido por:

$$s = \frac{1.151L}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_x}} \left[ \frac{p_i - p_{1,hr}}{m_3} - \log \left( \frac{k_x}{\phi \mu C_t L^2} \right) + 2.023 \right] - s_z \quad (5.31)$$

Donde  $p_{1,hr}$  se obtiene de la extrapolación de la línea recta en semilog para flujo pseudo-radial para  $t = 1 \text{ hora}$ . El factor de pseudo-daño  $s_z$  esta dado por la Ecuación 5.19.

Si la frontera inferior o superior es mantenida a presión constante entonces el periodo de flujo pseudo-radial no se desarrollara. En lugar de esa condición se tendrá flujo en estado estacionario en el tiempo tardío.

#### FLUJO LINEAL TARDIO

Para yacimientos con anchura infinita, puede existir un segundo periodo de flujo lineal. Este periodo de flujo ocurre cuando la presión transitoria alcanza las extremidades laterales y el flujo en esta dirección ha llegado a ser estado pseudo-estacionario. La respuesta de presión en este periodo esta dado por<sup>32</sup>:

$$p_i - p_{wf} = \frac{8.128qB}{2x_e h} \sqrt{\frac{\mu t}{k_y \phi C_t}} + \frac{141.2qB\mu}{L \sqrt{k_y k_v}} (s_x + s_z + s) \quad (5.32)$$

Donde  $2x_e$  es el ancho del yacimiento,  $s_z$  es el factor de pseudo-daño debido a la penetración en la dirección vertical, y  $s_x$  es el factor de pseudo-daño debido a la penetración parcial en la dirección  $x$ .

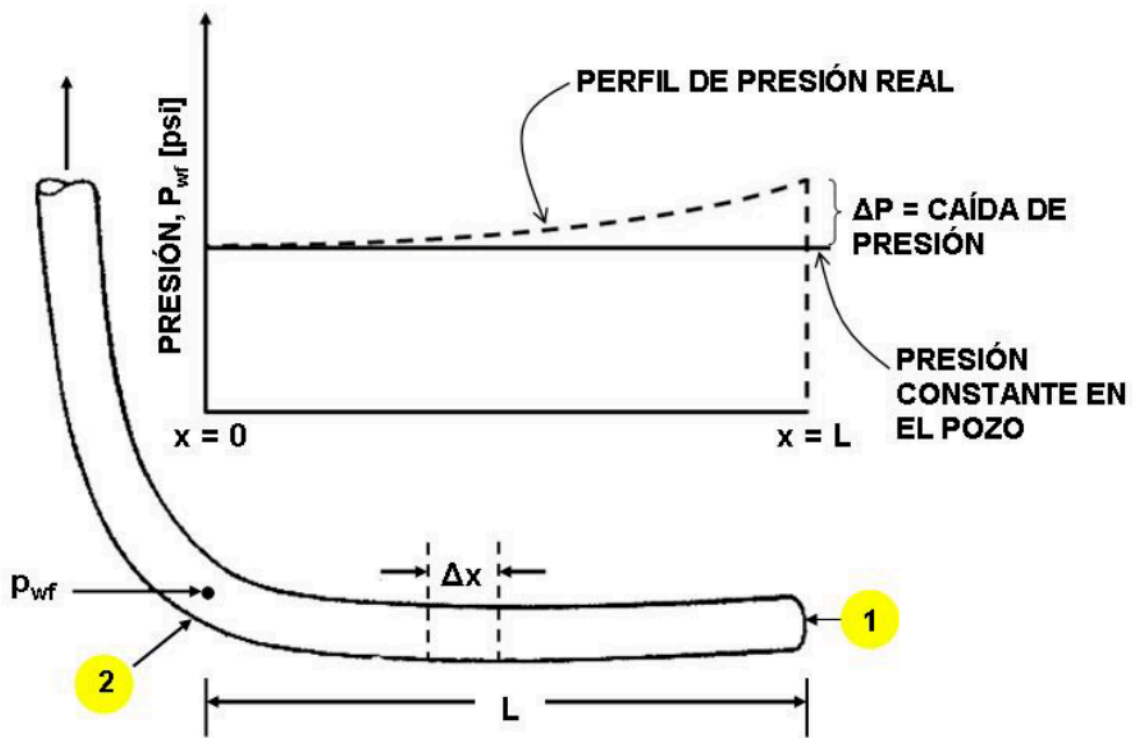
# **CAPÍTULO 6**

## **CAÍDA DE PRESIÓN EN UN POZO HORIZONTAL**

## 6.1 INFLUENCIA DE ALTAS CAÍDAS DE PRESIÓN

Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, un pozo horizontal es considerado como una fractura de conductividad infinita, en consecuencia, la caída de presión a lo largo de la longitud del pozo es muy pequeña e insignificante. De esta forma, el pozo horizontal representa la longitud de un agujero donde la presión del pozo a través de este agujero es constante. En la práctica, como se ilustra en la Grafica 6.1 la caída de presión que se produce en el pozo horizontal desde punto 1 hasta el punto 2 es esencial para mantener el flujo de fluido dentro del pozo. Consecuentemente, la presión en el punto 2 es menor que en el punto 1. No obstante, desde el punto de vista de la Ingeniería de Producción, la cuestión que debe abordarse es, ¿Cuál es la caída de presión que debe esperarse a lo largo del pozo? y ¿Cual es la magnitud de la caída de presión,  $\Delta p$ , en comparación con la caída de presión que se produce desde el yacimiento hasta el pozo,  $\bar{p} - p_{wf}$  ?.

Si la caída de presión de la sección horizontal de pozo es pequeño comparado con la caída de presión producido desde el yacimiento hasta el pozo, entonces para todos los propósitos prácticos, un pozo horizontal puede considerarse como una agujero de conductividad infinita, es decir, un pozo a presión constante. En contraste, si la caída de presión a través de pozo es un valor significativo comparado con la caída en el yacimiento, entonces la caída de presión a lo largo del pozo también puede ser modificado, y por tanto, la producción a lo largo del pozo también puede cambiar. Para calcular los cambios en los gastos de producción a lo largo de pozo, debemos resolver simultáneamente ecuaciones que representen la caída de presión a lo largo de la tubería con ecuaciones de flujo en el yacimiento como se muestra en la Figura 6.1.



Grafica 6.1

Diagrama de Pérdida de Presión a lo Largo del Pozo<sup>1</sup>

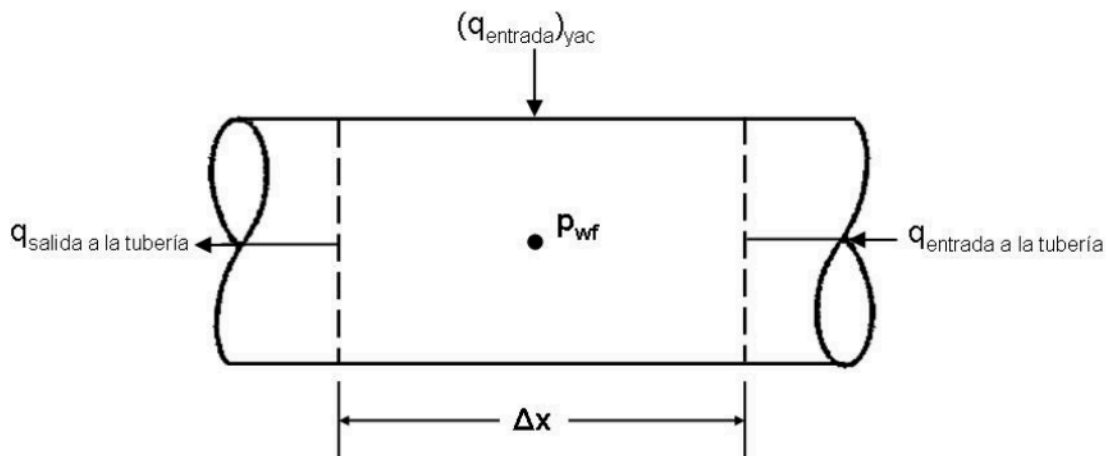


Figura 6.1

Diagrama de Pérdida de Presión y Relación de flujo entre el Yacimiento y la Tubería<sup>1</sup>

En general, la caída de presión a lo largo del pozo es muy pequeña y puede ser ignorada. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, tales como la influencia de altos gastos de aceite ligero (mayores a 10,000 bpd) o flujo de crudo de altas viscosidades, es posible tener una gran pérdida de presión en el pozo. En esa situación, podemos calcular una longitud óptima del pozo considerando las caídas de presión, y los gastos de producción del yacimiento. En la práctica es importante estimar las caídas de presión a lo largo del pozo. La caída de presión no impacta únicamente sobre el comportamiento de la productividad del pozo, aunque la terminación del pozo y el diseño del perfil del pozo influyen en esa caída de presión.

Es posible una alta caída de presión a lo largo del pozo en el caso de que el fluido tenga alta viscosidad tal como aceites pesados y arenas bituminosas. También es posible una alta caída de presión en aceites ligeros si los gastos de flujo exceden unos cuantos miles de barriles por día, por ejemplo, si los gastos andan alrededor del orden de los 10,000 a 30,000 bpd. Dichos gastos altos son posibles únicamente en yacimientos de alta permeabilidad donde esta alrededor de los 1000 md o mas. En este tipo de yacimientos, la caída de presión desde el yacimiento hasta el pozo puede ser muy pequeña y puede ser comparada con la caída de presión que sucede a lo largo del pozo. En ambos casos, mas allá de de una cierta longitud, perforar un pozo de gran longitud no significaría producción adicional<sup>38</sup>.

En yacimientos con problemas de gas y agua, una caída de presión excesiva a través del pozo puede propiciar que la invasión por agua o gas tienda a incrementarse rápidamente en el punto de presión mínima del pozo horizontal.

Como ya se ha mencionado, una alta caída de presión a través de la sección horizontal ocurre principalmente en yacimientos de alta permeabilidad. En dichos yacimientos, los gastos de flujo no son restringidos por la productividad del



pozo, sino por limitaciones que ocasiona la caída de presión. En yacimientos de alta productividad, las razones para perforar un pozo horizontal tienen que ser revisadas. En yacimientos de alta permeabilidad, los problemas de conificación de gas e invasión de agua son mínimos, en estos yacimientos, la perforación de un pozo horizontal puede servir para reducir la conificación y los cortes de aceite recuperable.

## 6.2 SOLUCIONES PARA MINIMIZAR LAS ALTAS CAIDAS DE PRESIÓN EN EL POZO

Existen varias sugerencias y pasos para minimizar las caídas de presión, aunque cada yacimiento es único y requiere de métodos especiales o por lo menos que se adapten a sus necesidades de flujo, propiedades de yacimientos y de fluido. A continuación se mencionan algunos consejos para evitar las altas caídas de presión en el pozo.

1. La existencia de la alta caída de presión es consecuencia principal del flujo turbulento en el pozo; para minimizar la caída de presión en el pozo, es deseable tener flujo laminar a través del pozo, o al menos tener velocidades mínimas de flujo a través de pozo. Una opción es perforar el tamaño más grande posible de agujero. Por ejemplo, en el caso de un pozo de radio medio, se puede perforar un agujero tan pequeño de  $4\frac{1}{2}$  pg. o bien tan grande de  $9\frac{7}{8}$  pg.. En el caso del pozo de radio extendido, podemos incluso perforar un agujero de  $12\frac{1}{4}$  pg. Después de escoger el posible radio más grande, se puede también escoger los tamaños más grandes de tubería que puede ser colocado con seguridad en un agujero. Para un gasto de producción dado, para incrementar el radio del pozo al doble, la caída de presión puede reducirse por lo menos treinta y dos veces, esto es debido a que, al menos para una sola fase de flujo, la caída de presión es inversamente proporcional al diámetro elevado a la quinta potencia  $\left(\Delta p \propto \frac{1}{d^5}\right)$ .

2. La caída de presión a lo largo del pozo puede ser minimizado controlando los gastos de producción del fluido a lo largo de todo el pozo. Esto se puede lograr manipulando el área abierta al flujo para que el fluido entre al pozo. Si el pozo es terminado usando tubería ranurada o predisparada, podemos variar el tamaño del agujero o del disparo a lo largo de la longitud del pozo para minimizar la caída de presión a lo largo del pozo. En el caso de un agujero cementado, podemos cambiar no únicamente la densidad de los disparos, si no también la longitud del intervalo disparado para minimizar la caída de presión.
  
3. En una formación de alta permeabilidad donde la caída de presión a través de un pozo horizontal es comparable con la caída de presión del yacimiento, se usara probablemente grava para terminar el pozo. En tales casos, si el pozo es terminado con una tubería perforada, entonces el fluido entrara por los disparos hacia el pozo; por ejemplo, las ranuras que serian colocados tan distantes como sea posible, esto permitirá al paquete de grava actuar como estrangulador para cada disparo y facilitar mantener las caídas de presión en una cantidad mínima a lo largo del pozo.

De esta forma, si las caídas de presión del pozo son excesivas, entonces puede diseñarse la etapa de planeación de un esquema de terminación apropiada para el pozo, y de esta forma minimizar las caídas de presión del pozo. Por lo tanto, antes de finalizar la perforación de un pozo horizontal y los planes de terminación, vale la pena calcular la caída de presión en el pozo.

### 6.3 CAIDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE UN POZO HORIZONTAL

Asumiendo que un pozo horizontal puede ser representado como una tubería horizontal, la ecuación para calcular la caída de presión en una tubería puede ser escrita usando las leyes de conservación, masa, momento y energía:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{gravedad}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{fricción}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{aceleración}} \quad (6.1)$$

Donde  $dp$  representa el abatimiento de presión y  $dL$  representa la longitud incrementada. De esta forma, asumiendo que los términos de gravedad y aceleración son despreciables en una sección horizontal de tubería y el flujo esta totalmente desarrollado, la ecuación se reduce a:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{fricción}} = -\frac{f_m \rho v^2}{2g_c d} \quad (6.2)$$

$$\text{o} \quad \Delta p = -\frac{f_m \rho v^2 L}{2g_c d} \quad (6.3)$$

Donde

$f_m$  = Factor de fricción, adimensional

$\rho$  = Densidad del fluido,  $\text{lb}_m/\text{ft}^3$

$v$  = Velocidad del fluido,  $\text{ft}/\text{seg}$

$g_c$  = Constante gravitacional,  $32.2 \text{ lb}_m\text{-ft}/(\text{seg}^2\text{-lb}_f)$

$d$  = Diámetro de la tubería,  $\text{ft}$

$\Delta p$  = Caída de presión,  $\text{lb}_f/\text{ft}^2$

$L$  = Longitud del pozo,  $\text{ft}$

La Ecuación 6.3 representa la ecuación de la caída de presión de flujo monofásico a través de la tubería. Para flujo de una sola fase de aceite a través de un pozo horizontal, la Ecuación 6.3 puede ser reescrita en términos de unidades de campo:

$$\Delta p = \frac{(1.14644 \times 10^{-5}) f_m \rho q^2 L}{d^5} \quad (6.4)$$

En esta Ecuación,  $\Delta p$  es definido como una cantidad positiva a lo largo de la dirección de flujo.

Donde

$f_m$  = Factor de fricción de Moody, adimensional

$\rho$  = Densidad del fluido, gr/cc

$q$  = Gasto a condiciones de yacimiento, bpd

$L$  = Longitud horizontal, ft

$d$  = Diámetro interno de la tubería, in

$\Delta p$  = Caída de presión, psia

Además del diámetro de la tubería, el segundo parámetro importante en la Ecuación 6.4 es el factor de fricción adimensional  $f_m$ . En las Figuras 6.2 y 6.3<sup>39</sup> se pueden observar varios factores de fricción adimensionales para tuberías circulares, la figura muestra que el factor de fricción depende del régimen de flujo. Las figuras también muestran que en flujo turbulento, el factor de fricción depende fuertemente de la rugosidad de la tubería,  $\frac{\varepsilon}{d}$ . Para flujo a través de una tubería circular, el flujo laminar ocurre cuando el número de Reynolds (Re) es menor de 2300.

$$\text{para flujo laminar: } \quad \text{Re} < 2300 \quad (6.5)$$

$$\text{para flujo turbulento: } \quad \text{Re} < 4000 \quad (6.6)$$

$$\text{para la región de transición: } \quad 2300 < \text{Re} < 4000 \quad (6.7)$$

Donde:

$$\text{Re} = \text{Número de Reynolds} = \frac{\rho d v}{\mu} \quad (6.8)$$

El Numero de Reynolds es un numero adimensional, el cual representa la relación de las fuerzas de viscosidad y de inercia. La Ecuación 6.8 puede reescribirse de la siguiente forma con unidades de campo

$$\text{Re} = \frac{92.23 \rho q}{\mu d} \quad (6.9)$$

Donde

$\rho$  = Densidad de fluidos, gr/cc

$q$  = Gasto, bpd

$\mu$  = Viscosidad, cp

$d$  = Diámetro interno de la tubería, pg.

La Ecuación 6.9 se puede usar para calcular el número de Reynolds y después utilizar las Figuras 6.2 y 6.3 para calcular el factor de fricción  $f_m$ . El factor de fricción calculado puede entonces ser sustituido en la Ecuación 6.4 para calcular la caída de presión de flujo de una sola fase a través de un pozo horizontal. En lugar de las Figuras 6.2 y 6.3, se pueden usar las siguientes ecuaciones para calcular el factor de fricción  $f_m$  para tuberías rugosas así como para tuberías lisas.

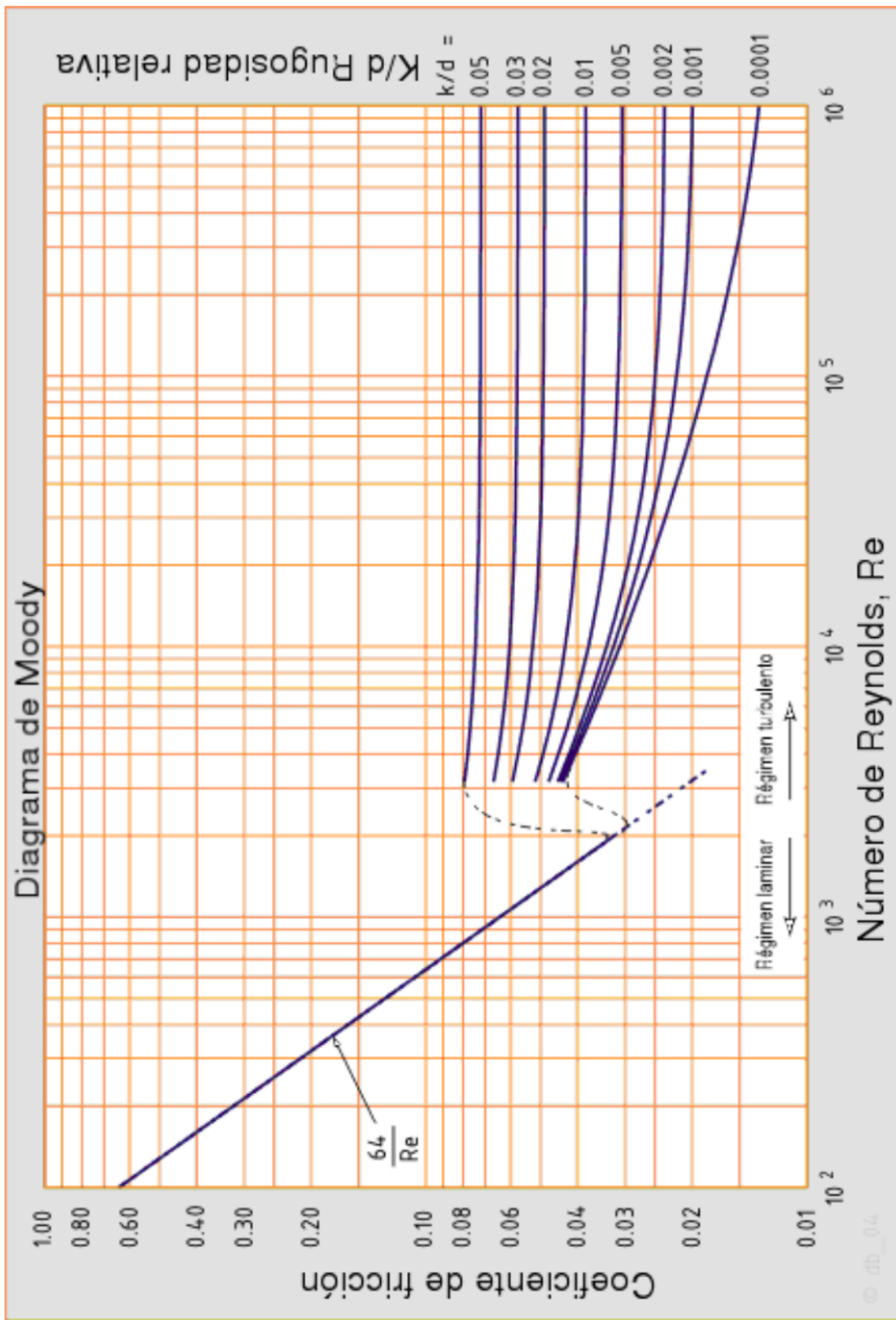
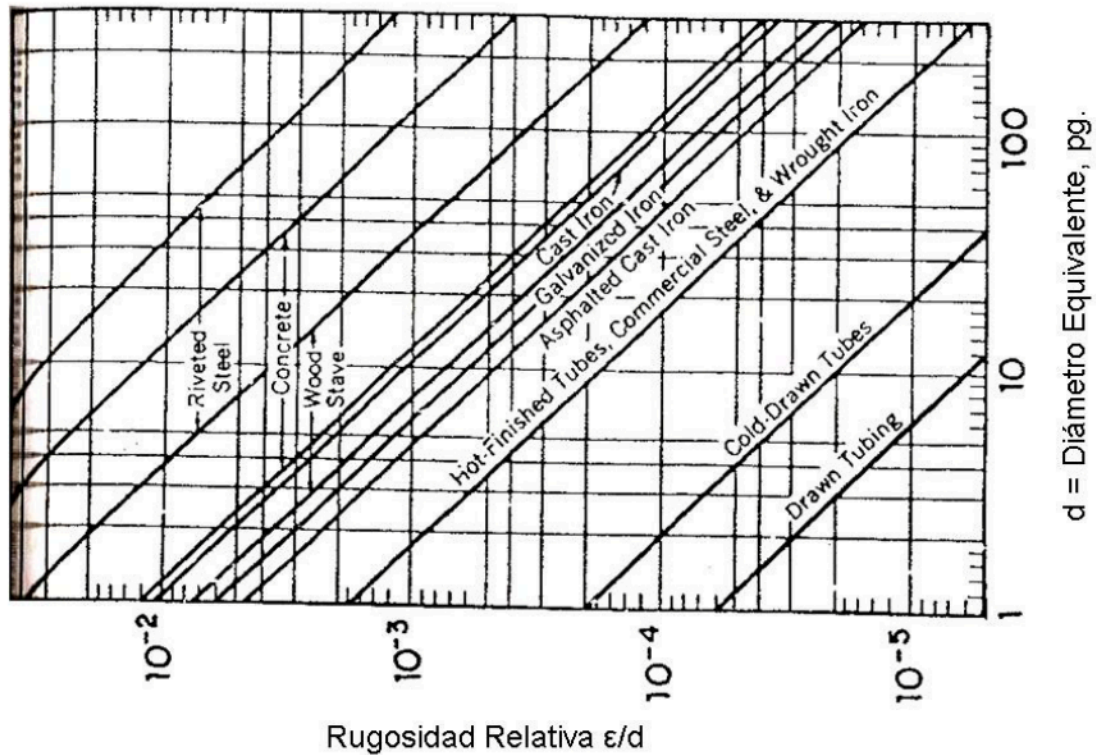


Figura 6.2

Gráfica del Factor de Moody para Flujo a través de Tuberías



**Figura 6.3**

Rugosidad Relativa de Varias Superficies de Tuberías<sup>39</sup>

para flujo laminar:

$$f_m = \frac{64}{Re}, \text{ para } Re < 2300 \tag{6.10}$$

para flujo turbulento:

para  $4000 < Re < 10^8$ ,  $10^{-8} \leq \frac{\epsilon}{d} \leq 0.1$

$$f_m = \left\{ 1.14 - 2 \log \left[ \left( \frac{\epsilon}{d} \right) + 21.25 Re^{-0.9} \right] \right\}^{-2} \tag{6.11}$$



Para flujo turbulento, hay varias correlaciones en la literatura. La Ecuación 6.11 fue propuesta por Jain, la cual muestra en error menor del 3.19% comparada con la clásica Ecuación propuesta por Plandtl, Karman y Nikurdase. Adicionalmente, la Ecuación 6.11 permite una operación explícita del factor de fricción, facilitando velocidad en las operaciones, y por lo tanto, su uso es recomendable.

Para la región transitoria, se pueden usar las Figuras 6.2 y 6.3 para calcular los factores de fricción.

Es importante resaltar que los factores de fricción de Moody, dados en la Figuras 6.2 y 6.3, y la Ecuación 6.10 son para flujo totalmente desarrollado; por ejemplo, el perfil de la velocidad del fluido es estable y no cambia durante su viaje a través de la tubería. En flujo laminar, la longitud de la tubería  $x$  requerida para estabilizar el perfil de la velocidad es proporcional al diámetro de la tubería y el número de Reynolds, y es calculado como<sup>40</sup>:

$$x = 0.0565d(\text{Re}) \quad (6.12)$$

En un pozo horizontal, dependiendo del método de terminación, el fluido puede entrar al pozo por varias localidades a lo largo de la longitud de la tubería. Por ejemplo, en un pozo terminado y cementado, el aceite puede entrar a la sección disparada  $D$  en el pozo. El siguiente flujo que entrará hacia el pozo será en el próximo juego de disparos, mejor dicho, sección  $C$ . La distancia entre la serie de disparos  $D$  y  $C$  puede no ser suficiente para lograr un perfil de velocidad estabilizado (Ver Figura 6.4). La sección inestable se refiere como flujo entrante o flujo desarrollado en la literatura clásica de mecánica de fluidos.

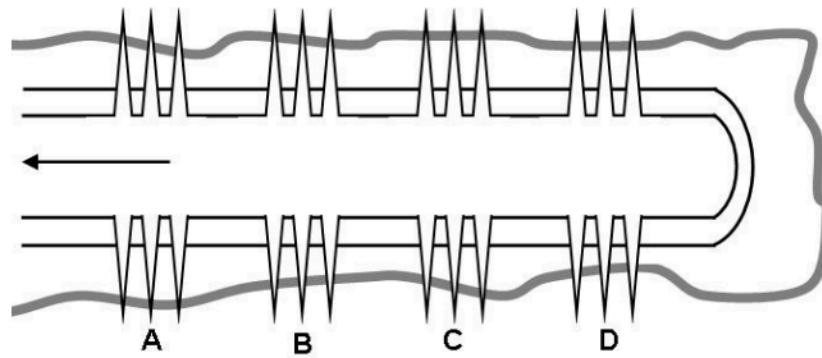


Figura 6.4

Esquema de Disparos en una Tubería Cementada<sup>1</sup>

En la región de flujo desarrollado, el factor de fricción aparente  $f_{app}$  incorpora el efecto combinado de corte de pared y el cambio en momento debido al perfil de velocidad desarrollado. La caída de presión total desde la entrada  $x = 0$  hasta el punto de interés es calculado como:

$$\Delta p = \frac{(4f_{app})\rho v^2 L}{2g_c d} \quad (6.13)$$

Y en unidades de campo:

$$\Delta p = \frac{(1.14644 \times 10^{-5})(4f_{app})\rho q^2 L}{d^5} \quad (6.14)$$

Donde el factor de fricción aparente adimensional  $f_{app}$  es calculado como<sup>40</sup>:

$$f_{app} = \frac{\Delta p^* d}{4x} \quad (6.15)$$

y

$$\Delta p^* = 13.74(x^*)^{0.5} + \frac{1.25 + 64x^* - 13.74(x^*)^{0.5}}{1.0 - 0.00021(x^*)^{-2}} \quad (6.16)$$

y

$$x^* = \frac{x}{\text{Re}} \quad (6.17)$$

La Tabla 6.1 muestra una tabulación de  $\Delta p^*$  para varios valores de  $x^*$ .

Adicionalmente la Figura 6.5 muestra una variación de  $f_{app} \text{Re}$  contra  $\frac{1}{x^*}$ . Es

importante mencionar que para flujo laminar totalmente desarrollado

$$f_m = 4f_{app} \quad (6.18)$$

De esta forma, debido al flujo desarrollado, se pueden tener 3 ó 4 veces mas caídas de presión que el calculado usando valores del factor de fricción laminar totalmente desarrollado.

TABLA 6.1 DISTRIBUCIÓN DE PRESION DE FLUJO LAMINAR EN LA REGIÓN DE ENTRADA HIDRODINAMICA DE UN DUCTO CIRCULAR<sup>1</sup>

$x^*$	$\Delta p^*$
0.00000	0.0000
0.00050	0.3220
0.00125	0.5034
0.00250	0.7204
0.00375	0.8960
0.00500	1.0506
0.00750	1.3212
0.01000	1.5610
0.01250	1.7822
0.01750	2.1900
0.02250	2.5692
0.03000	3.1064
0.04000	3.7894
0.05000	4.4520
0.06250	5.2688

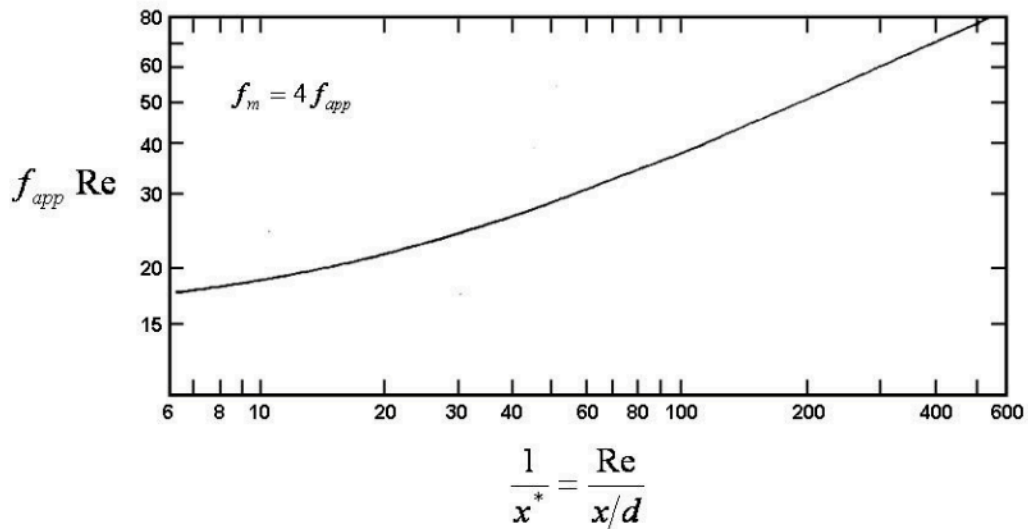


Figura 6.5

Factores de Fricción de Flujo Laminar en la Longitud de Entrada Hidrodinámica de una Tubería Circular con Velocidad de Entrada Uniforme<sup>40</sup>

#### 6.4 CAIDA DE PRESIÓN EN LA SECCIÓN CURVEADA DEL POZO

Otro parámetro importante es la caída de presión por fricción a través de la sección curveada del pozo; un ejemplo es, la sección donde el pozo cambia de la parte vertical a la dirección horizontal. Joshi & Shah<sup>41</sup> han revisado varios métodos para compararlos y calcular los factores de fricción en codos y curvas. Sus resultados muestran que si  $\frac{2R}{d} > 50$ , donde  $R$  = radio de curvatura y  $d$  = diámetro de la tubería, entonces la caída de presión a través de un codo es por lo menos igual que la caída de presión en un tubería recta, con longitud de tubería igual a la distancia de la curva. Esto nos indica que para pozos horizontales de radio corto, mediano y largo, la influencia de la curvatura sobre la caída de presión es despreciable. De esta forma, para el cálculo de la caída de presión, la sección curveada del pozo puede ser dividido en varios segmentos de tubería recta, cada segmento teniendo diferente ángulo con el eje vertical.

## 6.5 CAIDA DE PRESION EN UN POZOS HORIZONTALES EN UNA SOLA FASE

Como ya se ha mencionado anteriormente, en un pozo horizontal, el fluido entra al pozo a lo largo de su longitud. Se puede obtener una posible caída de presión máxima considerando que el fluido no entra al pozo en su conjunto de disparos. Por otro lado, se puede obtener una mínima caída de presión asumiendo que el flujo total entra al pozo en el último pie del conjunto de disparos. Estas dos razones dan un rango de números dentro de la cual ocurre la caída de presión actual. Es más fácil calcular la primera caída máxima de presión y compararla con el abatimiento de presión del yacimientos hasta el pozo. Si la caída máxima de presión es muy pequeña comparado con el abatimiento de presión del yacimiento hacia el pozo, entonces la caída de presión a través del pozo puede ser ignorado. En contraste, si la caída de presión en el pozo es una valor significativa comparado con la caída de presión del yacimiento hacia el pozo, será necesario efectuar cálculos adicionales.

Dikken<sup>38</sup> ha presentado una solución para calcular el gasto de producción en un pozo horizontal incluyendo pérdida de presión del pozo en los cálculos de yacimiento. Para flujo laminar:

$$q_w(x) = \Delta p_R \sqrt{\frac{J'_h}{c'_w}} \left[ \frac{\sinh(\sqrt{J'_h c'_w} (L-x))}{\cosh(L\sqrt{J'_h c'_w})} \right] \quad (6.19)$$

Para una  $x$  pequeña:

$$q_w(x) = J'_h \Delta p_R (L-x) \quad (6.20)$$

Para  $x$  cercano a  $L$ :

$$q_w(x) = \frac{J'_h \Delta p_R (L-x)}{\cosh(L\sqrt{J'_h c'_w})} \quad (6.21)$$

Así:

$$\frac{(\Delta p_R)_{x=0}}{(\Delta p_R)_{x=L}} = \frac{1}{\cosh(L\sqrt{J'_h c'_w})} \quad (6.22)$$

Donde:

$$\Delta p_R = \bar{p} - p_{wf}(x), \text{ psia}$$

$J'_h$  = Productividad del pozo horizontal por unidad de longitud, bbl/(dia-psi-ft)

$c'_w$  = Coeficiente de caída de presión del pozo, (psia/ft)/bpd

$\bar{p}$  = Presión del yacimiento, psia

$p_{wf}(x)$  = Presión de pozo fluendo en el punto  $x$ , psia

$x$  = Distancia medida a lo largo del pozo, ft

$q_w$  = Gasto en cualquier punto a lo largo de la longitud del pozo, bpd

El coeficiente de la caída de presión del pozo  $c'_w$  puede ser obtenido combinando las ecuaciones de la caída de presión, el número de Reynolds, y el factor de fricción. La combinación de esas ecuaciones da como resultado la siguiente ecuación:

$$\Delta p = (1.14644 \times 10^{-5}) \left( \frac{64\mu d}{92.23\rho q} \right) \left( \frac{\rho q^2 L}{d^5} \right) \quad (6.24)$$

$$\left( \frac{\Delta p}{L} \right) = \left( \frac{7.955 \times 10^{-6} \mu}{d^4} \right) q \quad (6.25)$$

En término en paréntesis de la Ecuación 6.25 representa el valor de  $c'_w$ , de esta forma:

$$c'_w = \frac{7.955 \times 10^{-6} \mu}{d^4} \quad (6.26)$$

Donde

$\mu$  = Viscosidad, cp

$d$  = Diámetro, in

$q$  = Gasto, bpd

$c'_w$  = Coeficiente de la caída de presión del pozo, (psia/ft)/bpd

La Ecuación 6.22 nos dice que la caída de presión a lo largo del pozo es despreciable, cuando:

$$\frac{(\Delta p_R)_{x=0}}{(\Delta p_R)_{x=L}} = 1 = \frac{1}{\cosh(L\sqrt{J'_h c'_w})} \quad (6.27)$$

o

$$\cosh^{-1} 1 = 0 = L\sqrt{J'_h c'_w} \quad (6.28)$$

Esto corresponde a  $c'_w = 0$

La solución para flujo laminar expuesto es calculado suponiendo gasto del pozo

$$q_w = 0 \text{ a } x = L$$



y

$$\frac{d}{dx}(q_w) = J'_h (\bar{p} - p_{wf}) \quad \text{a } x = 0 \quad (6.29)$$

Para flujo turbulento a través del pozo, la ecuación de Blasius para flujo turbulento en tuberías lisas fue modificado como:

$$f_m = 4f = 0.3164(\text{Re})^{-\alpha'} \quad 4000 < \text{Re} < 10^5 \quad (6.30)$$

Con  $\alpha' = 0$  para una superficie rugosa y 0.25 para una superficie lisa. Para una superficie rugosa, si  $\alpha' = 0$  entonces de la Ecuación 6.30, el factor de fricción,  $f_m$ , es una constante igual a 0.3164. Este valor de factor de fricción es al menos cuatro veces más grande que aquel observado en la grafica del factor de fricción de Moody para tuberías rugosas. Para flujo turbulento en una pozo horizontal finito, la ecuación diferencial es

$$\frac{d^2}{dx_d^2} q_{wd} = \frac{6 - 2\alpha'}{(1 - \alpha')^2} (q_{wd})^{2-\alpha'} \quad (6.31)$$

Con condiciones de frontera:

$$q_{wd} = 0 \quad \text{cuando } x_d = L'_d \quad (6.32)$$

$$\frac{d}{dx_d} q_{wd} = \frac{2}{\alpha - 1} \quad \text{cuando } x_d = 0 \quad (6.33)$$

También:

$$q_{wd} = q_{td} \quad \text{cuando } x_d = 0 \quad (6.34)$$

Donde

$$q_{wd} = q_w K^{\frac{2}{1-\alpha'}} \quad (5.35)$$

$$x_d = \frac{1-\alpha'}{2K} \sqrt{\frac{2J'_h c'_w}{3-\alpha'}} x \quad (6.36)$$

$$K = \left[ \Delta p_R \sqrt{\frac{(3-\alpha')J'_h}{2c'_w}} \right] \quad (6.37)$$

y

$$m = \frac{\alpha'-1}{3-\alpha'} \quad (6.38)$$

Adicionalmente,  $L'_d$  se obtiene de sustituir  $x = L$  en la Ecuación 6.36 y  $q_{td}$  representa el flujo adimensional total en los disparos del pozo. No es posible resolver la Ecuación 6.31 analíticamente para un pozo finito. Por lo tanto, se resuelve numéricamente. Es importante mencionar que con un flujo turbulento en una tubería rugosa  $\alpha'=0$ , la ecuación se resuelve hasta que el flujo a una cierta longitud llegue a ser cero debido a la gran caída de presión.

Las ecuaciones de la caída de presión para gas son más complicadas que los pozos de aceite. Esto se debe que en los pozos de gas, debido a la fricción, la temperatura del gas puede incrementarse ya que viaja a través del pozo. Adicionalmente, las propiedades del gas como la densidad y la viscosidad son fuertemente dependientes de la presión y temperatura del mismo. Esto puede dar como resultado en una caída de presión inestable por pie de longitud de un pozo a lo largo de su completa longitud. Sin embargo, los pozos con altos gastos de gas,

necesitan asegurar que las velocidades del gas sean subsónicas, en consecuencia, el número Mach es menor que uno

$$Mach = M = \frac{v}{C} \quad (10.39)$$

Donde

$v$  = Velocidad del gas, ft/seg

$C$  = Velocidad sónica a condiciones del gas, ft/seg

El número Mach igual a uno representa flujo estrangulado, que es el flujo máximo que un diámetro de tubería puede trasladar.

Como se sabe, las propiedades del gas pueden cambiar a lo largo de la longitud del pozo, por lo tanto, para estimar la caída de presión a lo largo del pozo, se puede dividir la longitud del pozo en varias secciones para poder estimar la caída de presión en cada sección y después sumarlos. Una de las ecuaciones más simples para estimar la caída de presión correspondiente a gas seco en una tubería horizontal es la Ecuación de Weymouth:

$$q_g = 15320 \left[ \frac{(p_1^2 - p_2^2) d^{\frac{16}{3}}}{\gamma_g T z L} \right]^{0.5} \quad (6.40)$$

Donde

$q_g$  = Gasto de gas, pcd

$p_1$  = Presión de entrada a la tubería, psia

$p_2$  = Presión de salida, psia

$L$  = Longitud de tubería, milla

$T$  = Temperatura promedio, °R

$z$  = Factor de compresibilidad promedio de gas

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas (densidad relativa del aire=1)

$d$  = Diámetro de la tubería, in

Aparte de la Ecuación de Weymouth, existen otras correlaciones disponibles en la literatura. Por ejemplo varias correlaciones de flujo multifásico para tubería horizontal son aplicables también para flujo de una sola fase ya sea para gas o aceite.

## 6.6 CAÍDA DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES CON FLUJO MULTIFÁSICO

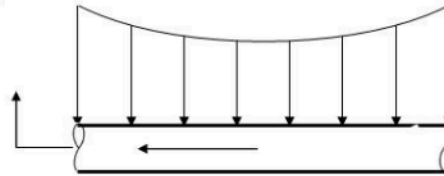
En la práctica, un pozo horizontal produce más de una sola fase; puede producir aceite, agua y gas. Para calcular la caída de presión para flujo multifásico, nuevamente supondremos que un pozo horizontal puede ser representado por una tubería horizontal. Esto permite el uso de varias correlaciones de flujo multifásico que se disponen en la literatura<sup>42</sup>. Las ecuaciones de flujo multifásico son más complejas que para una sola fase debido a que las velocidades resbalan entre las fases. Para calcular la caída de presión podemos resolver la Ecuación 6.1 o utilizar correlaciones de flujo en tuberías.

En general para las mismas condiciones de flujo y para la misma longitud de tubería, las diferentes correlaciones multifase podrán darnos diferentes valores de caída de presión, este problema es común incluso en las correlaciones de flujo vertical. La mejor solución es medir la caída de presión en el pozo y compararlo con varias correlaciones multifase para poder decidir cual es la correlación que mejor se adapta a los datos reales. Sin embargo, es difícil insertar transductores de presión en los dos extremos del pozo horizontal y calibrar los datos. Pero existen algunos laboratorios disponibles que crean las condiciones deseadas, es aconsejable usar varias correlaciones de dos fases para estimar la caída de presión y tomar el promedio de todos los resultados.

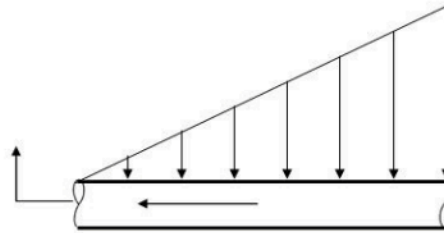
La caída de presión a través de un pozo horizontal depende del perfil de la entrada del fluido. En esta parte asumiremos que la mayoría de los cálculos son de una sola fase que todo el fluido entra a los disparos al pozo. Esto nos dará como resultado una caída de presión superior. El otro perfil de entrada es un perfil de flujo uniforme, en la cual asumimos que la misma cantidad de fluido entra por unidad de longitud a un pozo horizontal. Como se muestra en la Figura 6.6, depende de las condiciones de frontera del pozo el flujo uniforme o de conductividad infinita; tendríamos diferentes perfiles de flujo para la entrada del

fluido hacia el pozo. Adicionalmente, también son posibles varios perfiles de entrada de fluido como se muestra en la Figura 6.6.

**a.- Presión de Pozo Uniforme  
(Conductividad Infinita)**

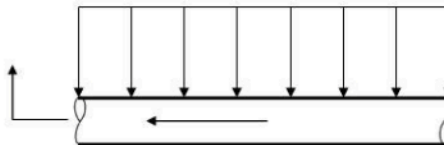


**b.- Perfil Triangular**

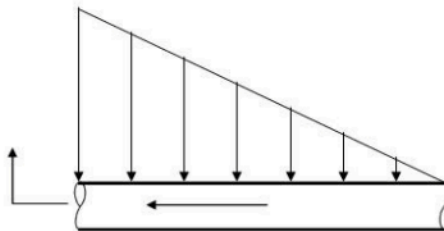


**c.- Perfil de Flujo Uniforme**

$$q(x) = \frac{q_{total}}{L}$$



**d.- Perfil Triangular**



**Figura 6.6**

Posibles Perfiles de Entrada hacia el Pozo horizontal<sup>1</sup>

# **CAPÍTULO 7**

# **CASOS HISTÓRICOS DE POZOS HORIZONTALES**

**PROYECTO RAM/POWELL EN AGUAS PROFUNDAS, GOLFO DE MÉXICO.  
POZOS HORIZONTALES CON ALTOS GASTOS CON AGUJERO  
DESCUBIERTO<sup>43</sup>**

El Ram/Powell fue un proyecto que consistió de tres compañías: Shell, BP, y Exxon/Mobil, Shell fue la operadora. El campo es una unidad que consistió de ocho contratos en el área de The Viosca Knoll, ubicado en el Golfo de México en territorio Estadounidense.

*OBJETIVOS DE POZOS HORIZONTALES*

Un elemento clave del proyecto Ram/Powell fue utilizar altos gastos (>20,000 bpd), y pozos de altos volúmenes para mejorar la rentabilidad del proyecto.

*TERMINACIÓN DEL POZO*

1. El estado mecánico de la terminación del pozo consistió de una tubería de producción de  $5\frac{1}{4}$  pg. y un agujero descubierto gravel pack (OHGP's) extendiéndose 2,000 pies en longitud.
2. El diseño del OHGP horizontal, el primero implementado en las aguas profundas del Golfo de México (GOM), fue seleccionado como un medio para mejorar la rentabilidad del pozo antes de diseñar las terminaciones horizontales y sostener altos gastos de producción sin plugging.

La Figura 7.1 muestra un esquema de la terminación del pozo, el cual incluye el obturador del gravel pack, las unidades de control de pérdida de fluido, la tubería sin disparar, el colador, y todos los componentes de terminación.



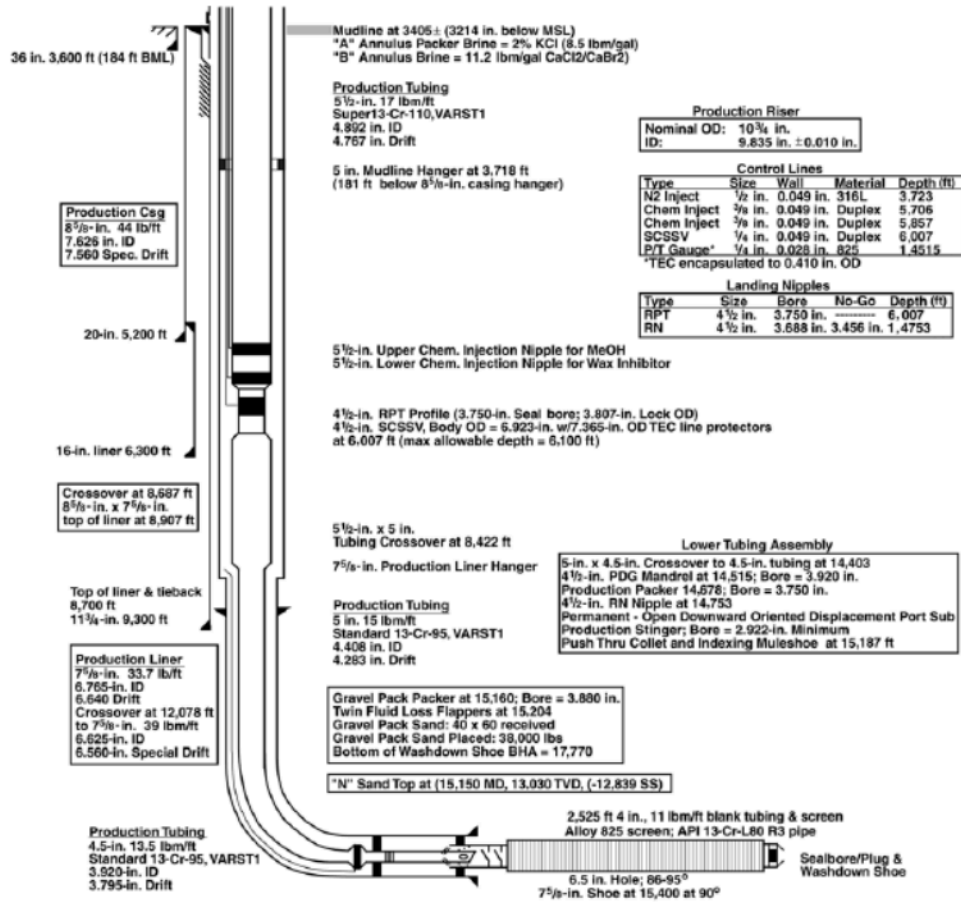


Figura 7.1

Estado Mecánico de la terminación del pozo<sup>43</sup>

El resultado de las operaciones del pozo bajo el esquema de terminación mencionado se resume en la Tabla 7.1. Generalmente, el volumen de las áreas drenadas es de alguna forma predecible basándose en las características del yacimiento.

INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO

El Ram/Powell es una trampa estratigráfica de una serie de turbiditas de yacimientos de gas y aceite por debajo de 2,500 hasta 4,00 pies de tirante de agua. Los tres yacimientos estaban en la fase inicial de desarrollo: las arenas J, L

y N, tenían reservas esperadas de alrededor de 200 millones de barriles de crudo equivalente. Una de las mejores características de las areniscas del yacimiento fue encontrar en la sección de las arenas J y N, mediante pruebas de laboratorio de núcleos, permeabilidades mayores a 1 Darcy. La permeabilidad de los estratos delgados en la zona L y J tenían un rango que iban desde de unos cuanto a unos cientos de milidarcy. Se requirió de control de arenas en todas las terminaciones.

Las arenas están agrupadas cercanamente entre 12,500 y 13,500 pies con presión estática original de 7,500 psi y temperatura estática cercana a los 220 °F. La planeación de desarrollo se enfocó en el drene de una capara rica en gas de la arena L con un pozo horizontal y un pozo direccional para maximizar la conectividad de los numerosos estratos delgados. Todos los pozos de la arena J fueron terminados con pozos horizontales localizados a una profundidad media entre los contactos agua-gas para maximizar la recuperación de aceite para drenar el enorme casquete de gas.

La producción desde una plataforma tensionada del Ram/Powell inicio en Septiembre de 1997. Un total de 10 pozos horizontales fueron terminados, de los cuales 5 pozos fueron terminados con OHGP.

Well	Casing Hole (in.)	Shoe TD (ft)	Hole TD (ft)	Open hole (ft)	Completion TD* (ft)	Production Screen** (ft)	Screen Size (in.)	Prepack Sand US Mesh	Gravel Pack US Mesh	Sand Placed (lbm)	Pack Factor (%)	Sand Ratio (lbm/gal)	Fluid Densities (lbm/gal)		
													DIF	GP	Wash
A1	6.5	13,399	15,805	2,406	15,740	2,255	4.5	40x60	50x70	22,900	117	1	13.2	13.2	11.8
A3	6.5	15,375	17,716	2,341	17,432	1,993	4.0	30x50	40x60	19,200	91	1	12.4	12.4	11.4
A4	6.5	16,005	18,619	2,614	18,470	2,419	4.0	40x60 and 30x50	50x70	28,450	118	1.5	12.4	12.4	11.4
A5	6.5	15,400	17,780	2,380	17,770	1,532	4.0	40x60 and 30x50	40x60	38,000	138	1	12.4	12.4	10.8
A6	6.5	19,850	22,155	2,305	22,046	2,116	4.0	40x60 and 30x50	50x70	26,200	115	1.5	12.1	12.1	11.5

\*Bottom depth of washdown shoe of screen assembly

\*\*Total length of screen joints run (excluding tail/tale)

A1 Slant hole; thin-bedded gas-cap reservoir; very silty; very fine grain to silt; Net/Gross Sand (N/G) = 40-50%

A3 Oil rim; solid sand; fine to very fine sand; N/G = > 50%

A4 Oil rim; thin beds at toe; massive sand otherwise; very fine grain to silt; N/G = 70%

A5 Oil; penetrates in/out of upper shale; massive sand/shale sections with transition; N/G = 55%

A6 Oil rim; comparable to a blending of A3 and A4; N/G = 86%

**Tabla 7.1**

Resumen de los Pozos Horizontales con Esquema OHGP

*COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN*

Los datos del comportamiento de la producción para los pozos horizontales se muestran en la Tabla 7.2. El rango de la producción máxima fue desde 10,000 a 30,000 bpd. Los gastos de producción inicial de cada pozo fueron excesivos y satisfactorios, y no hubo fallas en el control de arena. Los valores de daño se han mantenido constantes, indicando que la terminación no influyo en el comportamiento de la producción del pozo.

*CONCLUSIONES*

1. Las operaciones de perforación y terminación, especialmente donde se requiere control de arenas, pueden ser más problemáticos que en los casos de los pozos entubados, y requieren de un alto grado de plantación, comunicación y soporte de ingeniería in situ.
2. Los OHGP horizontales han demostrado su éxito en una variedad de características y en la presencia de secciones grandes de lutitas.
3. La rentabilidad alcanzada del pozo es buena, que es una gran necesidad en aguas profundas, es una tarea compleja de diseño, plantación, comunicación abierta y ejecución.

Well	Date of Initial Production	Maximum Rate			Cumulative Production as of 10/31/2000		
		BOPD	MMscf/D	BOEPD	BO (million)	Bcf Gas	BOE (million)
A1	9/6/97	9,713	108.99	29,175	5.38	73.82	18.09
A3	12/14/97	25,312	87.34	40,908	9.06	43.58	16.57
A4	3/23/98	31,009	44.15	38,893	10.40	68.46	22.20
A5	7/20/98	11,897	17.05	14,941	4.62	17.46	7.63
A6	1/26/99	17,397	27.28	22,268	5.03	33.40	10.79
Totals		95,328	284.81	146,106	34.47	236.73	75.28

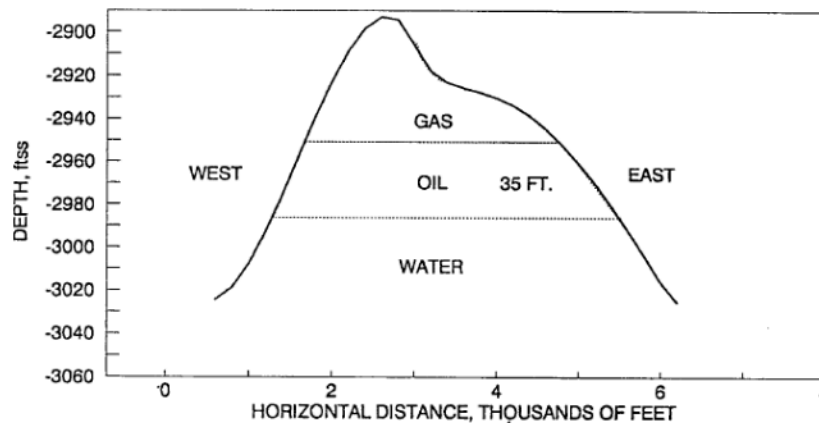
Facility Label Capacity: 60,000 BOPD, 200 MMscf/D, 30,000 BWPD  
 Post-Bottleneck: 70,000 BOPD, 260 MMscf/D, 30,000 BWPD

**Tabla 7.2**

Datos del Comportamiento de la Producción de Pozos Horizontales

**COLUMNA DE ACEITE ULTRA DELGADO  
SUR DE SUMATRA, INDONESIA<sup>44</sup>**

Un pozo piloto, el Gunung Kembang 7 (GK-7), fue perforado exitosamente en una columna de aceite ultra delgada de 33 pies compuesta por un casquete de gas y un acuífero (ver parte superior de la Figura 7.2). Los pozos verticales en este campo producían bajos gastos de aceite y una producción marginal que no eran factibles económicamente.



**Figura 7.2**

Esquema del Yacimiento Gunung Kembang<sup>44</sup>

El pozo horizontal fue modelado perpendicularmente al rumbo del estrato para atravesar las líneas de iso-permeabilidad e iso-porosidad.

Porosidad promedio=24%

Permeabilidad horizontal promedio= 230 md

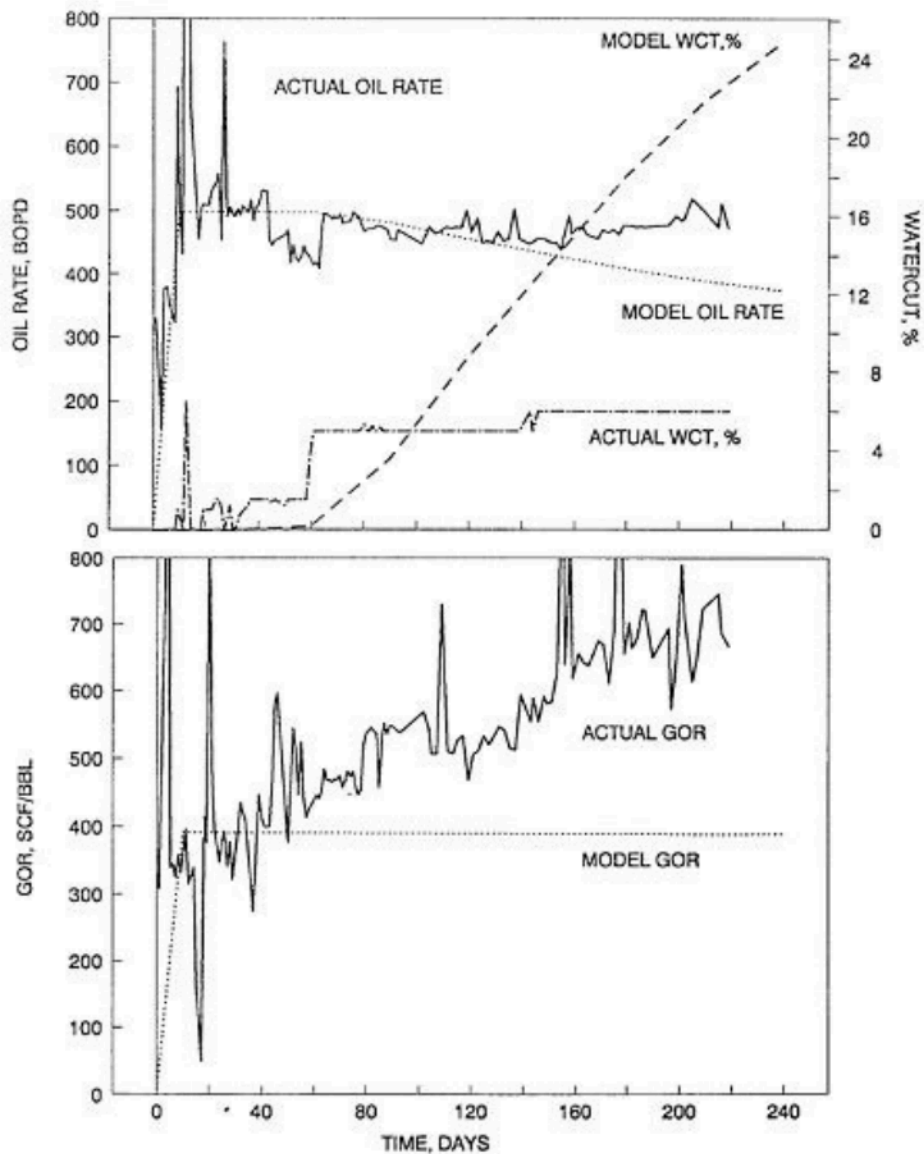
Factor de volumen de formación= 1.256

La perforación óptima del intervalo entre los contactos fue diseñado para estar en una zona de 10 pies localizado 5 pies por arriba del contacto agua-aceite.

El pozo horizontal recuperó 18 % de aceite remanente, dos veces más que el recuperado por un pozo vertical.

La profundidad óptima de la perforación para el pozo horizontal fue de 25 pies por debajo del contacto gas-aceite.

El gasto óptimo para el pozo horizontal fue de 500 bpd en un espacio de 80 acre para una sección de longitud de pozo horizontal de 1500 pies.



**Figura 7.3**

Historia de Producción del Pozo GK-7<sup>44</sup>

**CAMPO NESS, MAR DEL NORTE**  
**CASO DE ESTUDIO DE UN POZO HORIZONTAL<sup>45</sup>**

Se realizó un estudio de campo el cual condujo a que se recomendara perforar el campo Ness con Pozos horizontales. El comportamiento de producción fue más pobre que el esperado y se condujo a una simulación del yacimiento después de perforarse. El nuevo modelo incorporo datos que aun no estaban disponibles para la simulación, tal como historias adicionales de pozos, una nueva interpretación de la formación Beryl basada en un nuevo estudio zonal, y los resultados de la perforación del pozo horizontal.

El comportamiento observado del pozo horizontal fue atribuido al alto movimiento que el esperado del contacto agua-aceite y la producción localizada desde la Zona Y, la zona de alta permeabilidad. El modelado mostró que el contacto agua aceite se había movido más de 80 pies y fue hacia 40 a 60 pies del pozo horizontal. De esta forma, la producción de agua ocurrió como resultado de un cono que se desarrollo de la producción, el cual fue confinado primeramente hacia la zona Y.

Las variaciones en el buzamiento estructural y la calidad de la roca del yacimiento, y la producción temprana de agua provocaron que el pozo horizontal no fuera buen productor.

Los problemas predominantes en Ness fueron el estrato, la variación de flujo a lo largo de la longitud del pozo, la interferencia con pozos de compensación y por la invasión de un acuífero activo.

Las características del yacimiento son:

- Yacimiento de Areniscas
- Columna máxima de aceite= 212 pies
- Porosidad Promedio= 19%
- Permeabilidad de 200 a 400 md

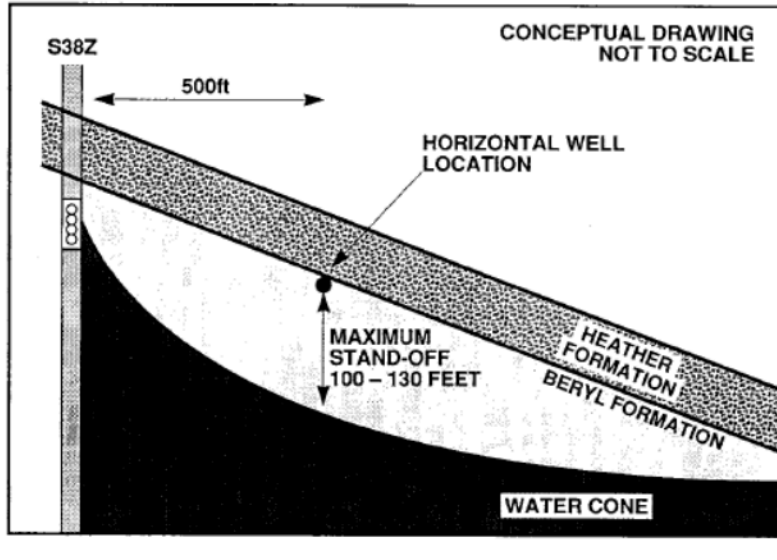


Figura 7.4

Localización del Pozo Horizontal<sup>45</sup>

	Vertical Well	1,000-ft Horizontal Well	1,500-ft Horizontal Well
1% water cut			
Cumulative oil, million bbl	1.3	4.1	7.9
Time, days	134.0	405.0	790.0
24% water cut			
Cumulative oil, million bbl	4.0	10.3	11.7
Time, days	451.0	1,140.0	1,491.0

Tabla 7.3

Comparación del comportamiento de Pozo<sup>45</sup>

	Expected	Actual
Sustained oil rate, BOPD	10,000	2,200
Drawdown, psi	10	200
Time to first water	2 years	< 1 week

Tabla 7.4

Comparación del Comportamiento Esperado y Actual del Pozo Horizontal<sup>45</sup>

## **POZO HORIZONTAL EN UN CAMPO MADURO: FORMACIÓN SAN ANDRES, OESTE DE TEXAS<sup>46</sup>**

Se perforó un pozo horizontal intencionalmente para intersecar la fractura en un pozo vertical de compensación en el Campo Maduro Olson, el cual produce desde de la formación San Andrés en el Oeste de Texas.

La recuperación proyectada de aceite fue de aproximadamente 150,000 barriles, equivale aproximadamente a la producción promedio de los pozos perforados durante la vida temprana del campo.

Esta propuesta podría adicionar nueva vida a varios yacimientos más viejos. Los mecanismos de producción desde el pozo horizontal son por segregación gravitacional desde los compartimientos del yacimiento. Este aceite viaja hacia abajo a la profundidad total del agujero lateral, a través de una fractura hidráulica, y es entonces bombeado por el pozo vertical compensador con bombeo mecánico.

### *GEOLOGÍA*

El campo Olson produce desde carbonatos olíticos y las facies asociadas a la formación de San Andrés. Las Propiedades del yacimiento se resumen en la Tabla 7.5.

Las litofacies son lutitas arcillosas, packstones y wackestones dolomitizadas, grainstone y packestone ooid-peloid, y sedimentos siliciclasticos.

El yacimiento esta estratigraficamente compartimentada por la presencia de depósitos olíticos lenticulares sobrepuestas por mudstones laminadas, limolitas, y poros cementados por anhidrita. La comunicación entre pozos es pobre, como lo indica la alta variabilidad de la presión de fondo y la errática respuesta de la invasión de agua.



Densidad del Aceite, API	28 API
Espesor de la Zona Productora	33 pie
$\phi$	12.60%
$\kappa$	66 md
Área Productora	1907 acre
$S_w$	30%
$\mu_o$	7.8 cp
$p_i$	850 psi
$P_{actual}$	50 a 1000 psi
Contacto agua-aceite	400 pie

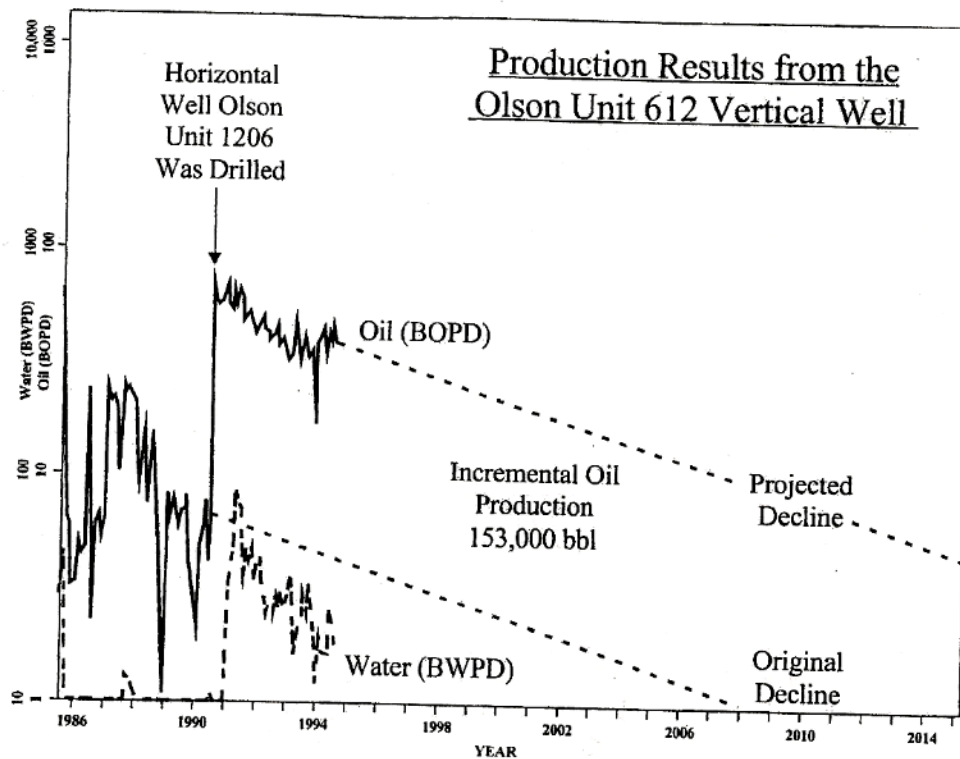
**Tabla 7.5**Propiedades del yacimiento del Campo Olson<sup>46</sup>**POZO HORIZONTAL**

En 1991, la operadora del campo perforó un pozo lateral de radio medio (Pozo 1206) sobre un anticlinal. A la profundidad total, el pozo horizontal estaba aproximadamente 50 pies hacia el oeste de un pozo vertical compensador. A esta profundidad, un registro FMS mostró que el agujero había intersecado una fractura artificial creada en 1980 en la vecindad del pozo vertical. El registro no mostró otra fractura significativa en el pozo lateral.

**COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN**

La intersección de la fractura hidráulica por el pozo lateral tuvo un significativo impacto económico. El gasto de producción bombeado en el pozo vertical fue desde unos cuantos barriles por día hasta un promedio de 70 bpd. El

alto gasto de flujo relativo ha sido mantenido durante varios años. El incremento de la recuperación de aceite proyectada es del alrededor de 150,00 barriles aproximadamente, el equivalente de la producción de un pozo promedio perforado durante la vida temprana de la vida del campo.



**Figura 7.5**

Comportamiento de Producción del Pozo Horizontal y Predicción de su Declinación<sup>46</sup>

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

De acuerdo a las estadísticas, en yacimientos de espesores delgados los pozos horizontales muestran mejor comportamiento de producción que los pozos verticales convencionales. La experiencia dice que los pozos horizontales deben ser considerablemente largos, de preferencia con una longitud de 1500 a 2000 pies (359 a 610 m) para obtener un comportamiento aceptable.

En yacimientos de aceite, cuando se incrementa el número de pozos, la producción acumulativa del pozo decrece debido a la interferencia entre los pozos. La configuración óptima depende de los costos de perforación del pozo horizontal y de los costos futuros del crudo.

Si el diseño de producción del pozo horizontal es adecuado, la recuperación de crudo puede ser bastante significativa.

Las pruebas de producción confirman que el gasto inicial de un pozo horizontal es por lo menos cuatro veces más grande que el esperado por un pozo vertical en el mismo yacimiento. En algunos casos se logra obtener un índice de productividad mas grande que el calculado teóricamente, y los cortes de agua son controlados eficientemente.

Con las pruebas de presión, se puede determinar bajo que periodo de flujo esta operando el pozo.

Con ayuda de las pruebas de producción se pueden reducir los riesgos en proyectos con grandes incertidumbres y de esta forma disminuir los costos.

Los pozos horizontales siempre son la mejor opción de volver a perforar desde un pozo vertical convencional y explotar otro intervalo productor.

La producción de los pozos horizontales presenta pequeñas interferencias de otros pozos y declinan muy poco comparados con los pozos verticales, los cuales declinan en un 15% o más por año.

Las herramientas de evaluación de formación de MWD pueden ser usados exitosamente para evaluar la formación donde es perforado el pozo horizontal.

Los pozos horizontales no siempre cumplirán con nuestras expectativas. Es un hecho, que su comportamiento puede variar de acuerdo a las propiedades reales y al ritmo de explotación del yacimiento.

## RECOMENDACIONES

Los pozos horizontales han sido utilizados para varios propósitos, desde inyectores en recuperación secundaria y mejorada, hasta para la producción de yacimientos notablemente delgados, pero su éxito se debe en parte a las siguientes consideraciones:

- En la explotación de yacimientos con baja permeabilidad o bien donde  $K_{vertical} > K_{horizontal}$ .
- En yacimientos heterogéneos.
- Si se quiere incrementar los ritmos de producción en campos existentes, en donde los pozos verticales son de bajo índice de productividad.
- Desarrollo de campos costa afuera con pocos pozos y por ende plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales.
- Ideales en formaciones de areniscas y calizas.
- Yacimientos con espesores notablemente delgados.
- En yacimientos con acuíferos y casquetes de gas asociados.

- En yacimientos estratificados.
- En proyectos de recuperación secundaria o terciaria, como pozo inyector, o bien productor mediante segregación gravitacional
- En yacimientos naturalmente fracturados
- En yacimientos de alta permeabilidad, reduciendo la velocidad del fluido.
- En pozos mar adentro, en lugares remotos, y áreas de medio ambiente sensible donde el costo del proyecto puede ser reducido al minimizar el número de pozos que son requeridos para drenar el yacimiento, que puede ser drenado de una sola plataforma, y reducir significativamente los costos de los proyectos costa fuera.
- En áreas naturales sensibles y en yacimientos bajo las ciudades, los pozos horizontales pueden ser empleados para explotar el yacimiento con un mínimo de problemas en la superficie.

# APÉNDICES

## APENDICE A

### FACTORES DE CONVERSION DE UNIDADES

<i>Cantidad</i>	<i>Unidades de Campo (USA)</i>	<i>A unidades SI</i>	<i>A unidades de campo</i>	<i>Unidades SI</i>
Longitud	pie (ft)	0.3048	3.2808	metro (m)
	milla (mi)	1.609	0.6214	kilómetro (km)
	pulgada (in)	25.4	0.03937	milímetro (mm)
Masa	onza (oz)	28.3495	0.03527	gramo (g)
	libra (lb)	0.4536	2.205	kilogramo (kg)
	lb <sub>m</sub>	0.0311	32.17	slug
Volumen	galón (gal)	0.003785	264.172	metro <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )
	pies <sup>3</sup> (ft <sup>3</sup> )	0.028317	35.3147	metro <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )
	barril (bbl)	0.15899	6.2898	metro <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )
	Mcf (1000 ft <sup>3</sup> , 60 °F, 14.7 psia)	28.317	0.0353	Nm <sup>3</sup> (15 °C, 101.325 kPa)
Área	acre	4.0469X10 <sup>-3</sup>	2.471X10 <sup>-4</sup>	metro <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )
	milla <sup>2</sup>	2.59	0.386	(km <sup>2</sup> )
Presión	lb/in <sup>2</sup> (psi)	6.8948	0.145	kPa (1000 Pa)
	psi	0.068	14.696	atm
	psi/ft	22.62	0.0442	kPa/m
	pulgadas de Hg	3.3864X10 <sup>-3</sup>	0.2953X10 <sup>-3</sup>	Pa
Temperatura	F	0.5556(F-32)	1.8°C + 32	°C
	Rankine (°R)	0.5556	1.8	Kelvin (K)
Energía (Trabajo)	Btu	252.16	3.966X10 <sup>-3</sup>	cal
	Btu	1.0551	0.9478	kilojoule (kJ)
	ft-lb <sub>f</sub>	1.3558	0.73766	joule (J)
	hp-hr	0.7457	1.341	kW-hr
Viscosidad (μ)	cp	0.001	1.000	Pa-s
	lb/(ft seg)	1.4882	0.672	kg/(m-seg) o Pa-seg
	(lb <sub>f</sub> -s)/ft <sup>2</sup>	479	0.0021	(dina-seg)/cm <sup>2</sup> (poise)
Densidad (ρ)	lb <sub>m</sub> /ft <sup>3</sup>	16.02	0.0624	kg/m <sup>3</sup>
Permeabilidad (k)	md	0.9862	1.0133	mD (=10 <sup>-15</sup> m <sup>2</sup> )
	md (=10 <sup>-3</sup> darcy)	9.8692X10 <sup>-16</sup>	1.0133X10 <sup>15</sup>	m <sup>2</sup>



---

**APENDICE B**
**MODELO MATEMATICO PARA OBTENER EL FACTOR DE CORRECCIÓN PARA GASTO DE ACEITE  $F_o$** 

El factor de corrección para gasto de aceite se define como:

$$F_o = \frac{Q_{oh,Fricción}}{Q_{oh,sin\ fricción}} \quad (B.1)$$

Donde  $Q_{oh,Fricción}$  y  $Q_{oh,sin\ fricción}$  son gastos de producción calculados con modelos matemáticos considerando y no la fricción en el pozo. El  $Q_{oh,sin\ fricción}$  puede ser estimado usando el modelo de flujo de Furui et al. (2003), el cual fue derivado asumiendo un yacimiento en forma de paralelepípedo totalmente penetrado:

$$Q_{oh,sin\ fricción} = J_{sp,o} L(p_e - p_{wf}) \quad (B.2)$$

donde

$$J_{sp,o} = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_h}{\mu_o B_o \left\{ I_{ani} \ln \left[ \frac{h I_{ani}}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{h} - I_{ani} (1.224 - s) \right\}} \quad (B.3)$$

y

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (B.4)$$

Donde

$L$  = Longitud del pozo de drene, ft

$p_e$  = Presión del yacimiento, psi

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo, psi

$h$  = Espesor de la zona productora, ft

$k_h$  = Permeabilidad horizontal, md

$k_v$  = Permeabilidad vertical, md

$y_b$  = Distancia de la frontera al pozo de drene, ft

$s$  = Factor de daño, adimensional

$B_o$  = Factor de volumen de formación del aceite

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite, cp

El  $Q_{oh,Fricción}$  para yacimiento en forma de paralelepípedo totalmente penetrado fue presentado por Guo et al. (2007):

$$Q_{oh,Fricción} = Q_{oc} + \frac{J_{sp,o}}{2b} \left[ \frac{1}{(a + bx_c)^2} - \frac{1}{(a + bL)^2} \right] \quad (B.5)$$

Donde

$$Q_{oc} = 1351.34 \frac{\mu_o d_h}{\rho_o} \quad (B.6)$$

$$a = \frac{1}{\sqrt[3]{p_r - p_{wh}}} + 0.2752 C_1^{\frac{2}{3}} L \quad (B.7)$$

$$b = -0.2752 C_1^{\frac{2}{3}} \quad (B.8)$$

---

$$C_1 = \frac{2C'_1}{\sqrt{\frac{6g_c d_h}{f_f \rho_o}}} \quad (\text{B.9})$$

$$C'_1 = \frac{0.012J_{sp,o}}{d_h^2} \quad (\text{B.10})$$

Donde

$P_{wh}$  = Presión de fondo estática, psi

$d_h$  = Diámetro equivalente del agujero de drene, in

$f_f$  = Factor de fricción Fanning, adimensional

$g_c$  = Factor de conversión gravitacional, 32.17 lb<sub>m</sub>-ft/lb<sub>f</sub>-s<sup>2</sup>

$\rho_o$  = Densidad del aceite, lb<sub>m</sub>/ft<sup>3</sup>

# REFERENCIAS

## REFERENCIAS

1. Joshi, S. D.: "Horizontal Well Technology", PennWell Publishing Company, Tulsa OK, 1991.
2. Castro C., René: "La Perforación Horizontal: Una Nueva Alternativa en la Explotación de Hidrocarburos", Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, México 1991.
3. AIPM, Revista "Ingeniería Petrolera", Vol. XXXVII No. 4, Abril 1997.
4. Mears, E.: "Saudi Production Laid Bare", Posted in The Oil Drum: Europe, March 19, 2007.
5. Martínez C., Marco A.: "Selección de la Trayectoria de un Pozo Horizontal". Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, Septiembre de 1998.
6. R. León Ventura, G. Gonzáles y H. Leyva G., PEP: "Evaluación de la Producción de Pozos Horizontales", SPE, México, Febrero de 2000.
7. Aguilar Mejía Daniel, "Perforación Horizontal en el Campo Rodador", Tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, México 2005.
8. Heriot-Watt University, Department of Petroleum Engineering: "Production Technology 1", April 20, 2005.
9. Teknica Petroleum Services Ltd.: "Horizontal Wells", July 2001, Calgary, Alberta.
10. Joshi, S. D.: "Advanced Horizontal Well Applications", Joshi Technologies International, Inc., Houston TX, May 9, 2005.

11. Van Everdingen, A. F., and Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", Trans., AIME, vol. 186, 1949.
12. Van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well", Trans., AIME, vol. 198, 1953.
13. Hurst, W.: "Establishment of the Skin Effect and Its Effect and Its Impediment to Fluid Flow into a Well Bore", The Petroleum Engineer, October 1953.
14. Hawkins, M. F.: "A Note on the Skin Effect", Trans., AIME, vol. 207, 1956.
15. Matthews, C. S.: "Transient, Semisteady-State, and Steady-State Flow", Shell Oil Co., SPE 15278.
16. Celier, G. C. M. R., Joualt, P. and de Montigny, O. A. M. C.: "Zuidwal: A Gas Field Development with Horizontal Wells", Paper SPE 19826, October 1986.
17. Golan, M. and Whitson, C. H., Well Performance, International Human Resources Development Corporation, Boston, 1986.
18. Landrum, B. I. and Crawford, P. B.: "Effect of Drainhole Drilling on Production Capacity", Petroleum transaction, AIME, vol. 204, 1955.
19. Roemershauser, A. E., and Hawkins, M. F., Jr.: "The Effect of Slant Hole, Drainhole, and Lateral Hole Drilling on Well Productivity", JPT, February 1955.
20. Chierici, G. I., Ciucci, G. M., and Pizzi, G.: "A Systematic Study of Gas and Water Coning by Potenciometric Models", JPT, August 1964.

21. Ramírez S., Jetzabeth, Lozano V., Gerardo, Pérez T., Rodolfo C.: "Productividad de Pozos Petroleros", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
22. Borisov, Ju. P.: "Oil Production Using Horizontal and Multiple Deviation Wells", Nedra, Moscow, 1964. Translated by Strauss, S. D. Joshi (ed.), Phillips Petroleum Co., The R & D Library Translation, Bartlesville, Oklahoma, 1984.
23. Giger, F.: "Reduction du nombre de puits par l'utilisation de forages horizontaux", revue de l'Institut Français du Pétrole, Vol. 38, No. 3, May-June 1983
24. Giger, F., Reiss, L. H., and Jourdan, A. P.: "The Reservoir Engineering Aspect of Horizontal Drilling", Paper SPE 13024, Texas, 1984.
25. Renand, G.I., Dupuy, J. M.: "Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells", Paper SPE 19414, Louisiana, February 1988.
26. Joshi, S. D.: "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology", Paper SPE 16868, Wyoming, May 1988.
27. Joshi, S. D.: "Augmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells", JPT, June 1988.
28. Gou, B., Sun, K., Ghalambor, A.: "Well Productivity Handbook", Gulf Publishing Company, Texas, 2008.
29. Sparlin, D. D., and Hagen, Jr., R. W.: "Author's Reply Determining the Productivity of Horizontal Completions", World Oil, December, 1989.

30. Ozkan, E., Raghavan, R. and Joshi, S. D.: "Horizontal Well Pressure Analysis", SPE Formation Evaluation, December 1989.
31. Kuchuk, F. J., Goode, P. A., Brice, B. W., Sherrard, D. W., and Thambynayagam, R. K. M.: "Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells", SPE 18300, Houston, Texas, 1988.
32. Goode, P. A., and Thambynayagam, R. K. M.: "Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media", SPE Formation Evaluation, December 1989.
33. Dykstra, H., Dickinson, W.: "Oil Recovery by Gravity Drainage into Horizontal Wells Compared with Recovery from Vertical Wells", SPE 19827, San Antonio, Texas, 1989.
34. Cloy, M. D., and Ramsey, H. J.: "Pressure Transient Analysis for Wells with Horizontal Drainholes", SPE 15116, Oakland, California, April 1986.
35. Daviau, F., Mouronval, G., Bourdarot, G. And Curutchet, P.: "Pressure Analysis for Horizontal Wells", SPE Formation Evaluation, December 1988.
36. Gringarten, A. C., Ramey, H. J., and Raghavan, R.: "Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture ", Society of Petroleum Engineers Journal, August 1974.
37. Odeh, A. S., and Babu, D. K.: "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells, Pressure Drawdown and Buildup Analysis", SPE Formation Evaluation, March 1990.
38. Diken, B. J.: "Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effects on Their Production Performance", SPE 19824, San Antonio, Texas 1989.



39. The American Society of Mechanical Engineers, ASME Transactions, Vol. 66, November 1944.
40. Kays, W. M.: "Convective Heat and Mass Transfer", McGraw-Hill Book Company, 1966.
41. Joshi, S. D., and Shah, R. K.: "Convective Heat Transfer in Beds and Fittings", Handbook of Single-Phase Convective Heat Transfer, New York, 1987.
42. Brill, J. P, and Beggs, D. H.: "Two-Phase Flow in Pipes", 6<sup>th</sup> Edition, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1988.
43. Lester, Scott et al.: "Ram/Powell Deepwater Tension-Leg Platform: Horizontal-Well Design and Operational Experience", SPE 57069, Houston 1999. USA.
44. Curnutt, R. C., Benesch, J. M., Prikel, K. M., Surnolang, F.G.H.: "Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling an Ultra-Thin Oil Column: A Case Study", SPE 25331, Singapore, 1993.
45. Koonsman, T.L., Purpich A. J.: "Ness Horizontal-Well Case Study", SPE 23096, JPT, October 1992.
46. Hurley, N.F., and Ustebas, S.: "Incremental Oil Recovery Using an Horizontal Drainhole in the San Andres Formation, Olson Field, West Texas", AAPG Bulletin, V.88 No. 2 (February 2004).