



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISION DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES EN EL  
ACTIVO INTEGRAL CANTARELL”**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:**

**MIGUEL ÁNGEL ALVARADO SÁNCHEZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. FRANCISCO JAVIER FLORES ARTEAGA**



**MÉXICO, D.F.**

**JUNIO, 2015**

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS .....	4
ÍNDICE DE TABLAS.....	5
INTRODUCCIÓN.....	1
1. GENERALIDADES.....	2
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Yacimientos naturalmente fracturados.....	4
1.3 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados.....	6
2. MARCO TEÓRICO DE POZOS HORIZONTALES.....	10
2.1 Definición de pozo horizontal.....	10
2.2 Aplicaciones de los pozos horizontales.....	10
2.3 Técnicas de perforación y determinación de la longitud del pozo.....	13
2.4 Técnicas de terminación.....	16
2.5 Limitaciones de los pozos horizontales.....	20
2.6 Sistema integral de producción.....	20
2.7 Factor de daño.....	21
2.8 Radio efectivo del pozo.....	24
2.9 Índice de productividad.....	25
2.10 Regímenes de flujo.....	26
2.11 Conificación de agua y gas.....	29
2.12 Dispositivos de control de flujo.....	30
2.13 Pruebas de presión en pozos horizontales.....	31
3. SOLUCIONES BAJO ESTADO ESTACIONARIO.....	33
3.1 Introducción.....	33
3.2 Influencia del espesor del yacimiento en la productividad del pozo.....	38
3.3 Influencia de la anisotropía del yacimiento.....	40
3.4 Estimación de la permeabilidad vertical.....	42
3.5 Radio efectivo de un pozo horizontal.....	44
3.6 Productividad de pozos desviados.....	46
4. SOLUCIONES BAJO ESTADO PSEUDOESTACIONARIO.....	49
4.1 Introducción.....	49
4.2 Cálculos de la productividad de un pozo horizontal bajo estado psuedoestacionario.....	50
5. CAÍDAS DE PRESIÓN A TRAVÉS DEL POZO HORIZONTAL.....	58

5.1 Introducción. ....	58
5.2 Soluciones para minimizar las altas caídas de presión en el pozo. ....	60
5.3 Caída de presión a través del pozo horizontal.....	61
5.4 Metodología para obtener la caída de presión en la sección horizontal del pozo. ....	65
5.5 Caída de presión a través de un pozo horizontal con flujo multifásico.....	69
6. APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN CANTARELL. ....	71
6.1 Ubicación de Cantarell. ....	71
6.2 Historia del Activo Integral Cantarell. ....	72
6.3 Campo Akal. ....	75
6.4 Datos de producción del Activo Integral Cantarell. ....	78
6.5 Terminación del pozo.....	80
6.6 Aplicación. ....	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	90
BIBLIOGRAFÍA. ....	92
APÉNDICE A.....	94
APÉNDICE B.....	99
APÉNDICE C .....	100
APÉNDICE D .....	104

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.2.</b> Distribución mundial de reservas en rocas carbonatadas .....	8
<b>Figura 1.3.</b> Distribución del aceite entre los sistemas “matriz” y “fractura” en el campo Akal. ....	9
<b>Figura 2.1</b> Esquema de un pozo horizontal.....	10
<b>Figura 2.2.</b> Secciones básicas de un pozo horizontal .....	13
<b>Figura 2.3</b> Terminación de un pozo horizontal en agujero descubierto. ....	17
<b>Figura 2.4</b> Tipos de terminaciones.....	19
<b>Figura 2.5.</b> Esquema gráfico de declinación de la presión en el pozo .....	27
<b>Figura 2.6</b> Perfiles de presión con el tiempo para el caso de gasto constante .....	28
<b>Figura 2.6</b> Perfil de un pozo horizontal.....	32
<b>Figura 3.1</b> División del problema de tres dimensiones a uno de dos.....	37
<b>Figura 3.2</b> Gráfica de longitud horizontal contra relación de productividad. ....	40
<b>Figura 3.3</b> Efectos de la permeabilidad vertical en la relación de productividad de pozos horizontales y verticales. ....	44
<b>Figura 3.4</b> Esquema de un pozo desviado.....	47
<b>Figura 4.1</b> Modelo físico de Babu y Odeh .....	52
<b>Figura 5.1</b> Diagrama de pérdida de presión a lo largo de la sección horizontal.....	59
<b>Figura 5.2</b> Diagrama de pérdida de presión y relación de flujo entre el yacimiento y la tubería. ....	59
<b>Figura 5.3</b> Diagrama de Moody.....	63
<b>Figura 5.4</b> Rugosidad relativa para varias superficies de tuberías .....	64
<b>Figura 5.4</b> Esquema de disparos en una tubería cementada. ....	65
<b>Figura 5.5</b> Perfiles de flujo. ....	70
<b>Figura 6.1</b> Ubicación del Activo Integral Cantarell.....	71
<b>Figura 6.2</b> Mapa de bloques de Akal. ....	76
<b>Figura 6.4</b> Estado mecánico del pozo C-3037. ....	81
<b>Figura 6.5</b> Cubo de drene del pozo C-3037. ....	84
<b>Figura 6.6.</b> Curva IPR .....	86
<b>Figura 6.7</b> Comparativo de curvas IPR .....	87
<b>Figura 6.8</b> Curvas IPR con diferentes valores de anisotropía. ....	87
<b>Figura 6.9</b> Gráfica VLP/IPR .....	88
<b>Figura 6.10</b> Comparativo del gradiente de presión calculado para 1693 BPD.....	89
<b>Figura D.1</b> Datos iniciales .....	104
<b>Figura D.2</b> Gastos supuestos .....	105
<b>Figura D.3</b> Estructura del programa principal.....	105
<b>Figura D.4</b> Gradiente de presión en las veinte secciones de la tubería.....	106
<b>Figura D.5</b> Tabla de presiones de fondo fluyendo correspondientes a cada gasto..	106

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1</b> Ventajas y desventajas de terminación con agujero descubierto.....	18
<b>Tabla 3.1</b> Relaciones de productividades.....	48
<b>Tabla 6.1</b> Condiciones originales de Cantarell .....	73
<b>Tabla 6.2</b> Espesor de la ventana de aceite y avance del contacto gas-aceite .....	77
<b>Tabla 6.3</b> Presión por bloque .....	78
<b>Tabla 6.4</b> Reporte de producción de aceite del campo Akal.....	79
<b>Tabla 6.5</b> Reporte de producción de gas del campo Akal.....	79
<b>Tabla 6.6</b> Reporte de producción de agua del campo Akal .....	80
<b>Tabla 6.7</b> Columna geológica del pozo C-3037.....	83
<b>Tabla 6.8.</b> Presión vs gasto.....	85

## **INTRODUCCIÓN.**

Las tecnologías usadas a últimas fechas para aumentar la productividad de los pozos petroleros han permitido satisfacer la demanda mundial de hidrocarburos, sin embargo algunas de las técnicas usadas en el pasado no resultaron económicamente viables sino hasta hace unas cuantas décadas.

En el presente trabajo, se aplicó el modelo desarrollado por Babu y Odeh para pozos horizontales y con base en datos reales de un pozo del campo Cantarell se determinó la capacidad de aporte de un pozo. Los seis capítulos que conforman el trabajo están dirigidos al estudio de los pozos horizontales desde el punto de vista de productividad y su aplicación en México.

En el capítulo 1 se revisa, de forma general, la historia de los pozos horizontales, sus características y los aspectos geológicos de los yacimientos naturalmente fracturados.

En el capítulo 2 se presenta la teoría necesaria para la correcta aplicación de los pozos horizontales.

El capítulo 3 y 4 se documentan las ecuaciones usadas para obtener el índice de productividad de los pozos horizontales que operan bajo estado estacionario y pseudoestacionario respectivamente.

El capítulo 5 trata sobre las caídas de presión en los pozos horizontales, las causas que la originan y posibles soluciones para disminuirlas.

Por último, en el capítulo 6 se muestra un ejemplo aplicado en la Sonda de Campeche, concretamente, en el Activo Integral Cantarell.

## **CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.**

### **1.1 Antecedentes.**

Los pozos horizontales no son una tecnología nueva, los primeros pozos horizontales fueron perforados hace más de 2000 años. Existen algunos reportes que se tienen de la meseta central en Irán. Según el historiador griego, Polibio, dichos pozos fueron usados para incrementar la producción de agua<sup>25</sup>.

El uso de pozos de este tipo se fue expandiendo por todo el mundo a lugares lejanos como India o España. Se tuvo un mejor entendimiento de esta técnica cuando se esparció por Europa. En el sureste de Inglaterra se construyeron pozos horizontales de más de 7500 pies.

En lo que a la industria petrolera se refiere los pozos horizontales tienen una historia más corta. A mediados de la década de los treinta, en Estados Unidos, empezaron a aparecer patentes y técnicas especializadas, y para 1950 fueron perforados pozos horizontales cortos. Sin embargo, es en el campo Yarega (Rusia) donde se perforaron los primeros pozos de este tipo.

En la década de los cincuenta en Rusia se perforaron 43 pozos, lo que representó un gran esfuerzo de su parte debido a lo rudimentario del equipo, herramientas y estudios teóricos disponibles para este tipo de perforación. A mediados de la década de los sesenta en China se perforaron dos pozos horizontales. El primero, de 1600 pies de longitud de contacto con el yacimiento, tuvo una producción 5 a 10 veces mayor que un pozo vertical pero se colapsó a los siete días. El segundo fue interrumpido por la "Revolución Cultural". Los chinos, al igual que los rusos, concluyeron que este tipo de perforación no era rentable y la abandonaron por más de veinte años.

En 1977, Elf Aquitaine y el Instituto Francés del Petróleo, encabezados por Jacques Bosio, comenzaron a trabajar en el proyecto FORHOR, para el desarrollo de pozos horizontales; este trabajo condujo al éxito en la perforación que posteriormente se tendría en el campo Rospo Mare.

La década de los ochenta marcó la pauta para el desarrollo de este tipo de pozos, conforme se perforó una mayor cantidad de estos pozos se demostró su capacidad para poner a producir eficientemente ciertos yacimientos. Entre los años de 1979 y 1982 en Norteamérica se reiniciaron los trabajos de investigación y desarrollo para la tecnología de la perforación horizontal, en este periodo de tiempo, Alan Barnes utilizó un modelo de simulación de yacimientos para desarrollar y aplicar la técnica de radio corto propuesta en los años cuarenta por Eastman y Zublin, logrando con ello perforar 12 pozos en el campo Empire Abo, en Nuevo México. Los trabajos se realizaron en un yacimiento de areniscas, con una columna de aceite de poco espesor, que presentaba casquete de gas y mecanismo de empuje por agua. La producción alcanzada con el primer pozo fue veinte veces mayor a la producción obtenida por un pozo vertical del mismo yacimiento.

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 así incrementar la producción de hidrocarburos.

Los pozos horizontales se han incrementado notablemente debido a las ventajas que representan, como son:

1. Radio de drene extendido
2. Aumento en la producción
3. Incremento en la recuperación final del campo

México no se ha quedado atrás en la aplicación de esta tecnología ya que se han perforado con éxito algunos pozos horizontales, logrando con ellos un mejor dominio de esta tecnología tanto de perforación, terminación y producción.

## 1.2 Yacimientos naturalmente fracturados.

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados por las fracturas naturales, los efectos de éstas a menudo se conocen de forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los yacimientos. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos en el yacimiento, favoreciendo la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces.

El fracturamiento de las rocas es un proceso geológico altamente complejo y heterogéneo, que ocurre en varias escalas (que van desde unos cuantos milímetros hasta varios kilómetros); morfologías y también en diversas densidades y orientaciones. Debido a que éste proceso sucede durante el prolongado tiempo geológico posterior al depósito y litificación de las rocas, cuando éstas han sufrido distintos procesos de plegamiento y deformación que contribuyen a formar distintos sistemas de fracturas, por lo cual los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) son complejos.

Las fracturas facilitan la circulación de fluidos en este tipo de yacimientos, ya que por razones geológicas, la mayoría de los YNF tienen baja permeabilidad de matriz, por lo que las fracturas se convierten automáticamente en un medio de circulación de los fluidos. Entonces, típicamente, los hidrocarburos se acumulan en la porosidad de la matriz y son conducidos a los pozos productores a través de la red de fracturas del yacimiento. Además, las fracturas pueden llegar a tener roles significativos en el almacenamiento de fluidos (principalmente en yacimientos carbonatados), debido a la porosidad secundaria.

Una fractura natural se puede definir como una discontinuidad planar macroscópica que resulta de esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca<sup>26</sup>. En general, se puede decir que una fractura es cualquier tipo de discontinuidad o rotura mecánica en las rocas, que se forman en respuesta a presiones altas de fluidos, esfuerzos litostáticos, termales o tectónicos<sup>25</sup>, por ejemplo: la intrusión de un domo salino, levantamientos de la corteza o vulcanismo. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo, negativo o nulo en el desplazamiento de fluidos en los YNF.

Para los yacimientos donde tales fracturas tienen un efecto positivo o negativo en la circulación de fluidos, es de gran importancia conocer la magnitud y dirección de los esfuerzos principales in situ, el espaciamiento y la apertura de las fracturas, así como la porosidad, permeabilidad y saturación de agua tanto de la matriz como de las fracturas, ya que esta información ayudará a la caracterización del yacimiento, y se podrá conocer la distribución de los hidrocarburos y calcular la capacidad de flujo de los pozos. Para obtener tal información contamos con los registros geofísicos y pruebas de núcleos en el laboratorio.

Un yacimiento fracturado típico es aquel que presenta alguna o varias de las siguientes características:

1. Al inicio de su producción presentan problemas y ventajas, tales como:
  - Pérdidas importantes de fluidos durante su perforación.
  - Su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u homogéneo.
  - Puede detectarse interferencia entre pozos, con distancias de hasta 80 km.
  - Las estimulaciones reactivas y no reactivas, generalmente mejoran su productividad.
2. Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular.
3. Tienen permeabilidad alta, que puede ser hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

El mayor reto en yacimientos fracturados es la necesidad de aproximaciones con equipos de trabajo bajo un enfoque multidisciplinario. La descripción desde un solo punto de vista lleva, inevitablemente, a una confusión y a un análisis incompleto. Sin embargo la propia integración de los diversos tipos de datos no es una tarea fácil. Ésta requiere de geólogos, geofísicos, petroleros y petrofísicos para cuantificar los resultados y entender las limitaciones en escala y en la total respuesta del yacimiento con el tiempo.

### **1.3 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados.**

La mayoría de los yacimientos, si no todos, contienen fracturas. El grado en que las fracturas inciden en el flujo de fluidos a través de un yacimiento es lo que debería dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar las fracturas. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento como las presiones y los tipos de fluidos cambian durante las etapas de recuperación primaria y secundaria. Por otra parte, las fracturas no siempre conducen fluido; a menudo constituyen barreras para el fluido. Los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican con base en la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz.

Una vez que las propiedades del yacimiento en el sistema de fracturas son determinadas y la interacción de flujo entre éstas y la matriz es estudiada, el yacimiento se debe clasificar con base en los efectos positivos que el sistema de fracturas provee a la calidad del yacimiento en general. La siguiente clasificación puede ser usada para este fin:

Tipo 1: Las fracturas proveen la permeabilidad y la porosidad esencial del yacimiento.

Tipo 2: Las fracturas proveen la permeabilidad esencial del yacimiento.

Tipo 3: Las fracturas mejoran la permeabilidad en un yacimiento productor.

Tipo 4: Las fracturas no proveen porosidad ni permeabilidad adicional pero sí crean anisotropía significativa en el yacimiento.

Esta clasificación es una expansión de la propuesta por Hubbert y Willis<sup>20</sup>. Los primeros tres tipos describen atributos positivos del sistema de fracturas, mientras que el cuarto describe los yacimientos en donde las fracturas no sólo son importantes por su influencia en la calidad del yacimiento sino también por la anisotropía y las barreras en el yacimiento que el sistema de fracturas genera. Esta clasificación se muestra en la Figura 1.1.

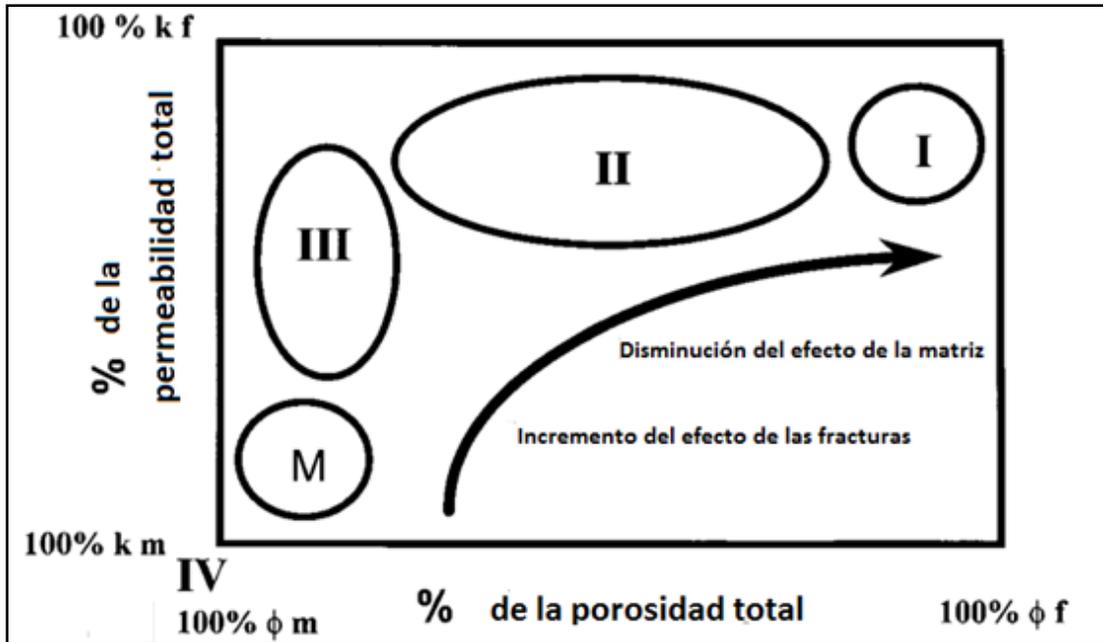


Figura 1.1 Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados<sup>20</sup>.

Más del 60% de las reservas de aceite y un 40% de las reservas mundiales de gas se encuentran en carbonatos, los cuales normalmente se consideran como naturalmente fracturados. La Figura 1.2 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

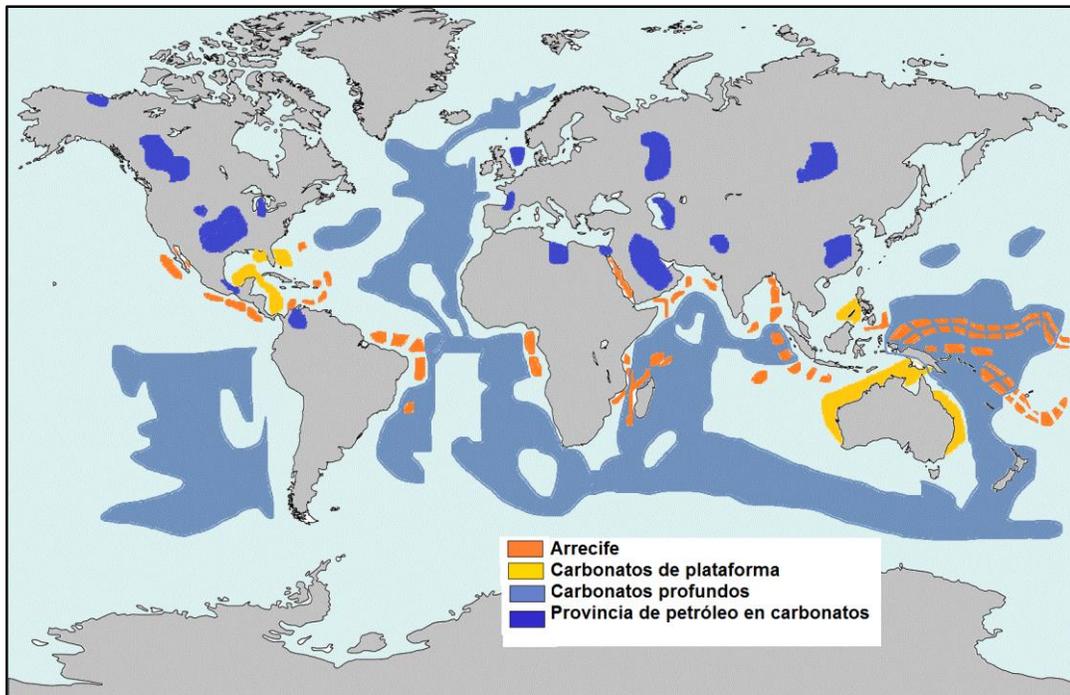
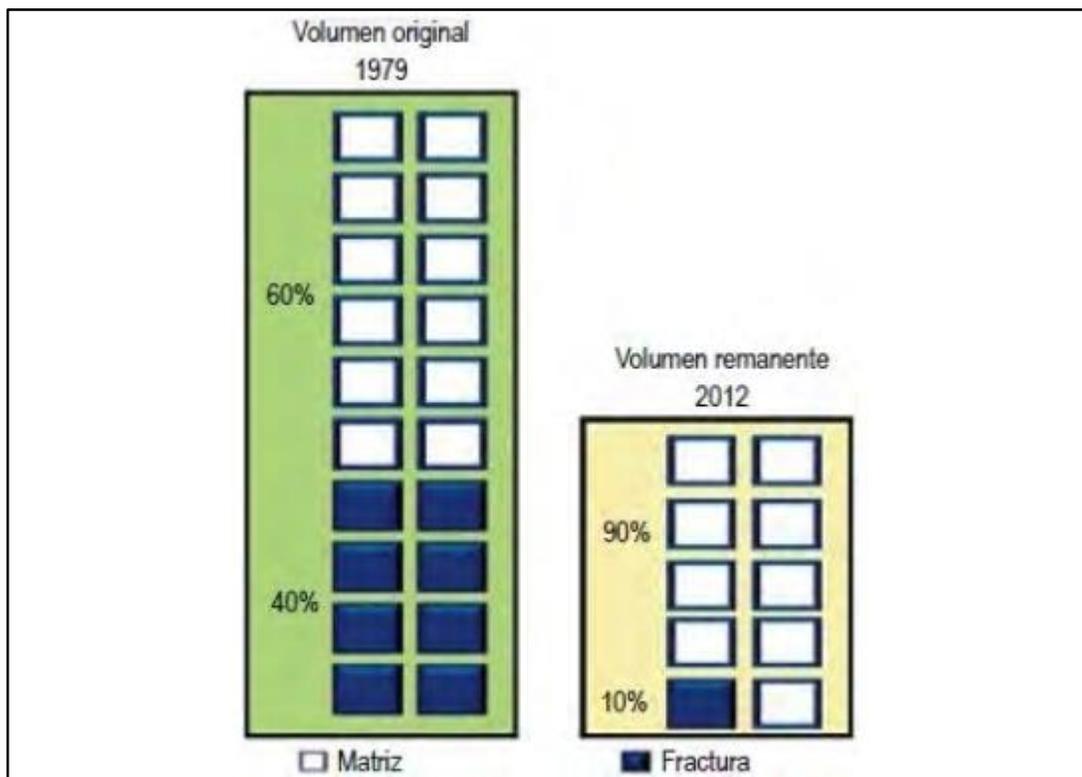


Figura 1.2. Distribución mundial de reservas en rocas carbonatadas<sup>3</sup>.

El modelo tradicional para describir el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados se denomina “modelo de doble porosidad”. Básicamente este modelo indica que existen dos regiones dentro del yacimiento, cada una con diferente porosidad y permeabilidad. Una de las regiones está constituida por las fracturas, las cuales presentan alta conductividad, siendo las responsables del transporte de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo. La otra región está constituida por la matriz; ésta tiene baja conductividad y se encarga de alimentar con fluido a las fracturas, actuando como una fuente o almacén de fluidos. La transferencia de fluidos entre los bloques de matriz y de fracturas se encuentra gobernada por una función de transferencia, la cual controla la interacción entre ambos sistemas.

Históricamente, la producción mexicana se ha basado en los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite<sup>3</sup>, de los Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Cantarell, por ejemplo, alcanzó una producción máxima de 2 millones de barriles diarios en 2004. En julio del 2013, Cantarell producía aproximadamente 400 mil barriles por día (260 mil de ellos del campo Akal) a través de recuperación secundaria por mantenimiento de presión<sup>3</sup>.

Los yacimientos de Cantarell se encuentran actualmente en una etapa considerada como de saturación, con casquetes de gas considerables y con zonas invadidas por el avance de los acuíferos asociados. En el caso del campo Akal (principal campo del proyecto Cantarell), por ejemplo, contaba con un volumen original a la fecha de su descubrimiento del orden de poco más de 30 mil millones de barriles de crudo distribuidos en mayor proporción en el sistema de matriz que en el sistema de fractura. Para el año 2012, cerca del 90% del aceite remanente (el cual es menos de la mitad del volumen original) se encuentra en el sistema matriz. La Figura 1.3 presenta esquemáticamente las distribuciones de los volúmenes en los diferentes sistemas.



**Figura 1.3.** Distribución del aceite entre los sistemas “matriz” y “fractura” en el campo Akal<sup>3</sup>.

Por otro lado, la maduración de la roca carbonatada, en general, convierte a las rocas inicialmente mojables por agua en rocas de mojabilidad mixta o mojables por aceite, como es el caso de la mayoría de los campos del proyecto Cantarell. Lo anterior significa que la trayectoria preferencial del agua es a través de las capas mojadas por agua, por lo que las capas mojadas por aceite son pasadas por alto.

## CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO DE POZOS HORIZONTALES.

### 2.1 Definición de pozo horizontal

Un pozo horizontal se define como aquel en donde la última etapa que se perfora es horizontal o paralelo al yacimiento (pozos de gran desviación. Algunos autores consideran que son pozos horizontales los que necesariamente tienen una desviación de 90 grados respecto a la vertical, de otra forma serían considerados como pozos direccionales. Joshi considera los pozos horizontales desde dos puntos de vista; un pozo horizontal desde el punto de vista operacional puede ser aquel pozo que tiene una desviación mayor de  $70^\circ$  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  $80^\circ$  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.

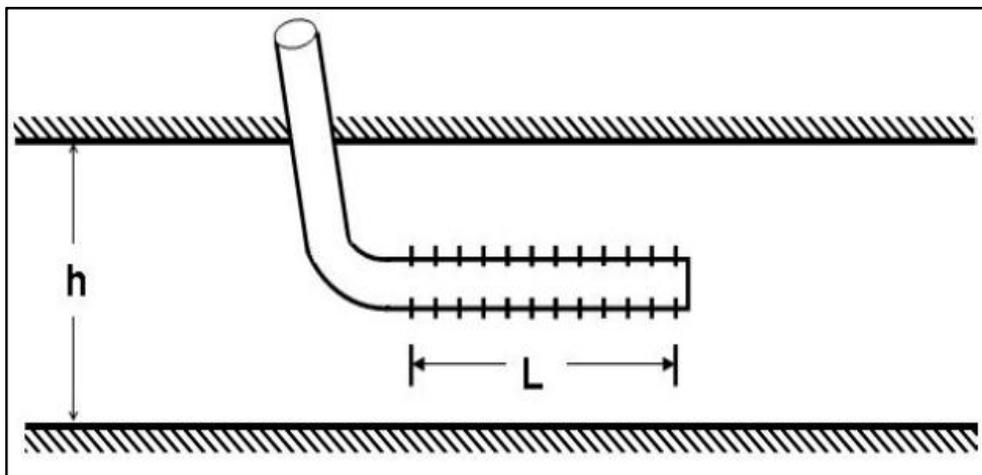


Figura 2.1 Esquema de un pozo horizontal<sup>23</sup>.

### 2.2 Aplicaciones de los pozos horizontales

Los pozos horizontales pueden ser usados de manera eficaz en los siguientes casos:

- Yacimientos naturalmente fracturados

En horizontes productores que tienen zonas con fracturas verticales escasamente dispersas en el yacimiento y que son difíciles de atravesar con pozos verticales, la mejor forma de intersectar estas fracturas es con pozos horizontales, de esta forma se incrementa la producción al lograr drenarlas eficazmente. Es por esto, que la aplicación de pozos horizontales en estos casos dará como resultado un aumento en la productividad, la cual es directamente proporcional al número de fracturas intersectadas. Es posible incrementar la productividad hasta en doce veces en comparación con un pozo vertical. Se debe considerar que las longitudes horizontales requeridas para lograr una producción óptima en este tipo de yacimientos no son muy grandes.

- Yacimientos con problemas de conificación de agua y gas

Existen algunos yacimientos que deben producir a un gasto menor que el llamado gasto crítico. Este gasto crítico representa el ritmo de flujo máximo al cual un pozo podría producir sin ocasionar conificación de agua o gas; a gastos mayores se presenta este fenómeno. La fuerza de gravedad tiende a mantener a los fluidos en su lugar, mientras que por el contrario las fuerzas viscosas causan que el agua suba o el gas baje. Para valores menores al gasto crítico estas fuerzas están en equilibrio. Debido a que obtienen mayor área de contacto entre un pozo horizontal y el yacimiento, la producción de aceite por unidad de longitud, en condiciones normales, es significativamente más pequeña que la obtenida en un pozo vertical. Por lo tanto un pozo horizontal induce menores caídas de presión que un pozo vertical, cuando ambos producen con el mismo gasto. Es por esto que los pozos horizontales permiten manejar gastos críticos considerablemente mayores que los pozos verticales.

Por lo anterior, los yacimientos con horizontes productores de poco espesor son ideales para perforar pozos horizontales debido a que un solo pozo horizontal puede reemplazar a los varios pozos verticales.

- Yacimientos con horizontes productores de poco espesor

En yacimientos en donde la columna de aceite o de gas es menor a 15 metros, se requieren un gran número de pozos verticales para efectuar su desarrollo. Darcy demostró que la productividad de un pozo vertical es proporcional al espesor del yacimiento. En los pozos horizontales la productividad se incrementa debido a que la longitud horizontal juega un papel bastante similar al del espesor del yacimiento en los pozos verticales. Por esto, la relación de productividades de un pozo horizontal para una longitud de sección horizontal y un radio de drene dados será función del espesor de la formación.

- Operaciones de recuperación mejorada

En operaciones de recuperación mejorada de aceite (EOR), ya que un pozo horizontal largo provee una mayor área de contacto con el yacimiento y mejora la inyectividad de un pozo inyector. Los pozos horizontales son especialmente atractivos en operaciones de recuperación térmica donde se tienen problemas de inyectividad, sin embargo los pozos horizontales también se pueden usar como productores. Mediante esta técnica se puede alcanzar una recuperación in situ del 60 al 80 por ciento de los hidrocarburos.

### 2.3 Técnicas de perforación y determinación de la longitud del pozo.

Un pozo horizontal consta básicamente de tres secciones, como se muestra en la Figura 2.2.

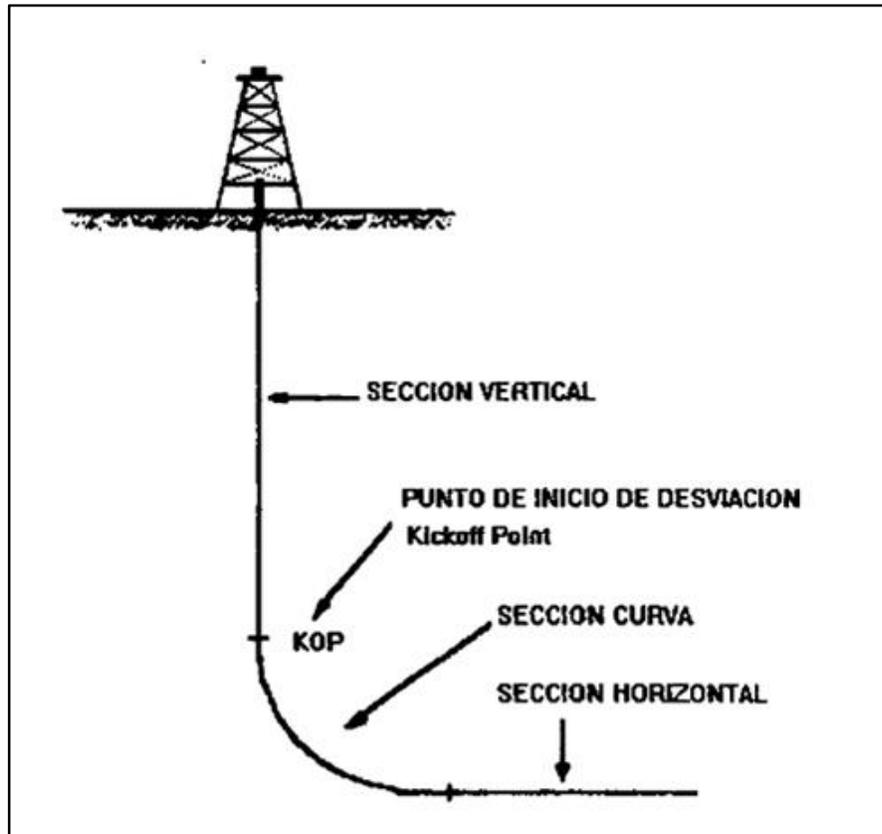


Figura 2.2. Secciones básicas de un pozo horizontal<sup>16</sup>.

La primera sección es la sección vertical del pozo que se desarrollará hasta la profundidad del punto de inicio de la desviación o punto kick off.

La segunda sección se inicia a partir del punto kick off y es la sección curva donde el ángulo de inclinación será incrementado de cero a noventa grados de desviación y el pozo será convertido de vertical a horizontal.

La tercera sección es la parte propiamente horizontal donde el ángulo de inclinación será igual a 90 grados, hasta alcanzar la longitud programada dentro de la formación productora.

Las técnicas de perforación para pozos horizontales son clasificadas dentro de cuatro categorías, dependiendo del radio de curvatura<sup>16</sup>. El radio de curvatura es el radio requerido para girar desde la vertical a la dirección horizontal.

- Método de radio largo

En general, los radios largos se pueden definir como un agujero con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de uno a seis grados por cada 100 pies. Esta técnica ofrece usos limitados para su desarrollo, es utilizada para perforar pozos nuevos desde la superficie, para lograr alcances extendidos u objetivos alejados desde la localización superficial; por ejemplo en plataformas de perforación costa afuera, localizaciones remotas, así como inaccesibles o yacimientos ubicados bajo ciudades; además se utiliza donde se tienen problemas de conificación de agua, bajas permeabilidades y desarrollos de gas entre otros. No se utiliza en pozos que inicialmente fueron terminados como pozos verticales.

Los pozos en los que se utiliza esta técnica son perforados con equipos de perforación convencionales. Este método es más flexible que los otros ya que requiere poca preparación del pozo, en cambio los otros métodos se deben desarrollar después de que el pozo vertical ha sido perforado.

Esta técnica es la más comúnmente aplicada en pozos costa afuera. Es conocida como de largo alcance o "alcance extendido". Sin embargo, estos pozos son perforados de 70 a 80 grados sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal.

- Método de radio medio

Este método permite perforar pozos con longitudes horizontales de más de 1000 pies dentro de la formación productora con radios de curvatura de 185 a 955 pies con severidades en la desviación de 6°-20°/100 pies.

En aplicaciones que requieren un largo alcance lateral con desviaciones mínimas, el método de radio medio proporciona el control direccional necesario para penetrar objetivos con espesores pequeños o efectuar reparaciones exitosas. Puede ser utilizado para perforar pozos nuevos desde la superficie o

para hacer reparaciones en pozos perforados originalmente como pozos verticales o desviados.

Los sistemas de radio medio pueden ser más económicos cuando se emplean en yacimientos fracturados, aunque las pérdidas de circulación pueden complicar las operaciones de perforación, en problemas de conificación de agua y gas, en yacimientos fracturados verticalmente, de baja permeabilidad, en yacimientos de poca energía y en formaciones de poco espesor.

En pozos que se perforan con radio medio, se pueden llevar a cabo las mismas terminaciones que las de radio largo y también puede llevarse a cabo la toma de registros; además, también se dispone de herramienta para una gran variedad de tamaño de agujero y se puede instalar la mayoría de los sistemas artificiales de producción.

- Método de radio corto

La perforación de radio corto ha sido tan practicada como la perforación de radio largo y ha sido ampliamente utilizada para hacer reparaciones de pozos verticales; esto es, se puede aprovechar un pozo vertical ya perforado y, en un determinado punto iniciar la desviación del punto kick off, perforando la sección curva y la sección horizontal del pozo. Esto en sí ya representa una ventaja en el ahorro de la perforación de la zona vertical y además, el radio es tan corto que la curvatura solo abarca la zona productora y no las formaciones aledañas que pudieran tener algunos problemas.

Con este método de perforación se tiene un incremento rápido del ángulo de desviación con una severidad de  $4^{\circ}$ - $10^{\circ}$ /3 pies. Los radios de curvatura de este método oscilan entre los 20 y 60 pies y las secciones horizontales son del rango de 200-400 pies.

- Método de radio ultracorto

Este es el método más nuevo de perforación horizontal y al igual que el método de radio corto es utilizado para hacer reparaciones horizontales en pozos que

originalmente fueron perforados como verticales. Este método no utiliza rotación desde la superficie con mesa rotatoria ni emplea motores de fondo. Utiliza una Unidad de Tubería Flexible que inyecta un fluido a alta presión, como fluido de ataque para perforar la sección horizontal.

El radio de curvatura oscila entre uno y dos pies, esto es, escasos centímetros. También la longitud de la sección horizontal es de apenas unos 100 a 200 pies. El tamaño del agujero varía de dos a seis pulgadas, y es función de la formación, de las cabezas de inyección empleadas y del fluido bombeado.

Determinación de la longitud del pozo

Se puede determinar la longitud óptima del pozo horizontal, desde el punto de vista de la perforación, realizando las siguientes operaciones:

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

$$B = \frac{\text{grados}}{100[\text{ft}]}$$

Donde:

$R$  = Radio de curvatura, ft

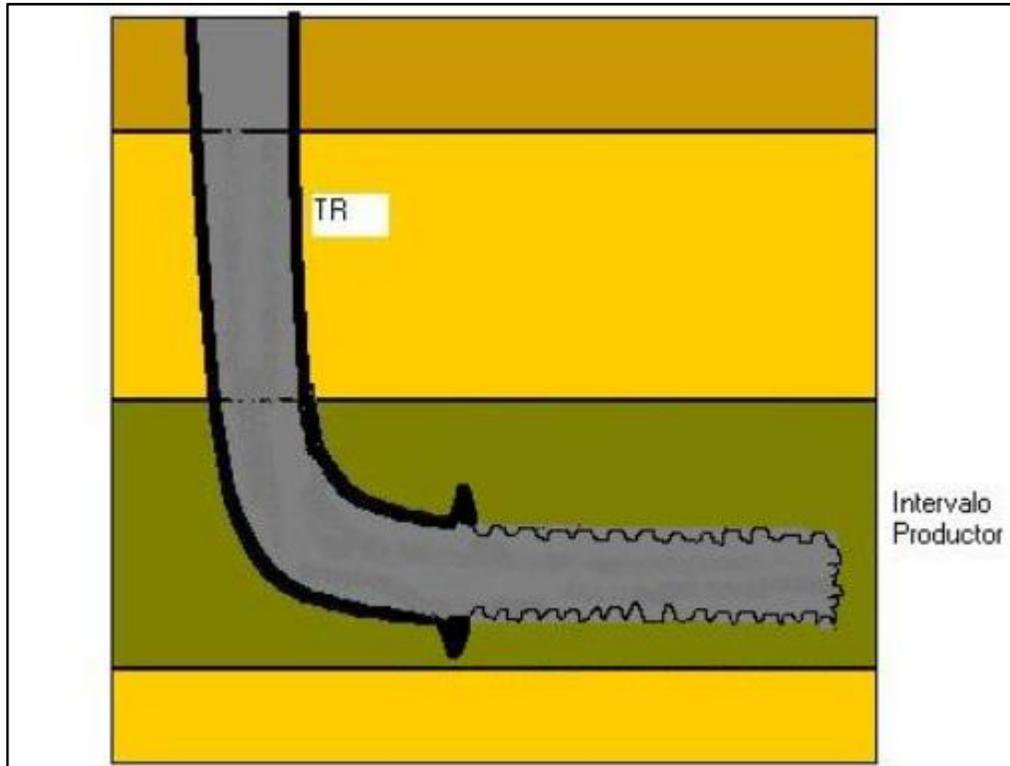
$B$  = Ángulo de incremento, °/ft

## 2.4 Técnicas de terminación.

La elección del método de cementación puede tener una influencia determinante en el comportamiento del pozo. Las diferentes ventajas y desventajas de las terminaciones se presentarán a continuación:

- Agujero descubierto

Es la terminación más económica, ya que la última TR se asienta en la cima de la formación productora o ligeramente dentro del intervalo a explotar como se muestra en la figura 2.3 y la sección horizontal del pozo permanece sin ningún tipo de tubería.



**Figura 2.3** Terminación de un pozo horizontal en agujero descubierto.

Debido a que en este tipo de terminaciones la estabilidad del pozo depende de la consolidación de la formación, su mayor aplicación la tiene en formaciones carbonatadas. En la tabla 2.1 se muestran las ventajas y desventajas que se obtienen en una terminación con agujero descubierto.

**Tabla 2.1** Ventajas y desventajas de terminación con agujero descubierto

VENTAJAS	DESVENTAJAS
La TR colocada en la cima del horizonte productor permite técnicas especiales de perforación las cuales minimizan el daño a la formación.	No existe forma de regular el flujo de fluidos hacia el pozo
Toda la sección horizontal del pozo está disponible para el flujo.	Dificulta los tratamientos selectivos a las zonas productoras.
Generalmente no se requiere disparar. Los disparos en agujero descubierto sólo se efectúan en caso de daño muy severo.	El interior del pozo puede requerir de limpiezas periódicas.

- Liners ranurados

El objetivo principal de utilizar un liner ranurado en un pozo horizontal es prevenir que se colapse el agujero. Además, un liner provee un camino útil para insertar varias herramientas como tubería flexible. Los tipos de liner que han sido usados son:

- a) liners disparados
- b) liners ranurados
- c) liners preempacados

- Liners con aislamiento parcial

En los últimos años han sido instalados afuera del liner para dividir un agujero horizontal largo en varias secciones pequeñas. Este método provee zonas de aislamiento limitadas las cuales pueden ser usadas para controlar la producción y la estimulación a lo largo del pozo. Estas son conocidas como terminaciones selectivas.

- Liners disparados y cementados

El cemento usado en las terminaciones de pozos horizontales debe tener un contenido de agua libre considerablemente menor al usado para las cementaciones de pozos verticales. Esto es porque en un pozo horizontal, debido a la gravedad, el agua libre se segrega cerca de la porción alta del pozo y los sedimentos pesados del cemento en la parte baja.

En la figura 2.4 se muestra un esquema de los diferentes tipos de terminaciones.

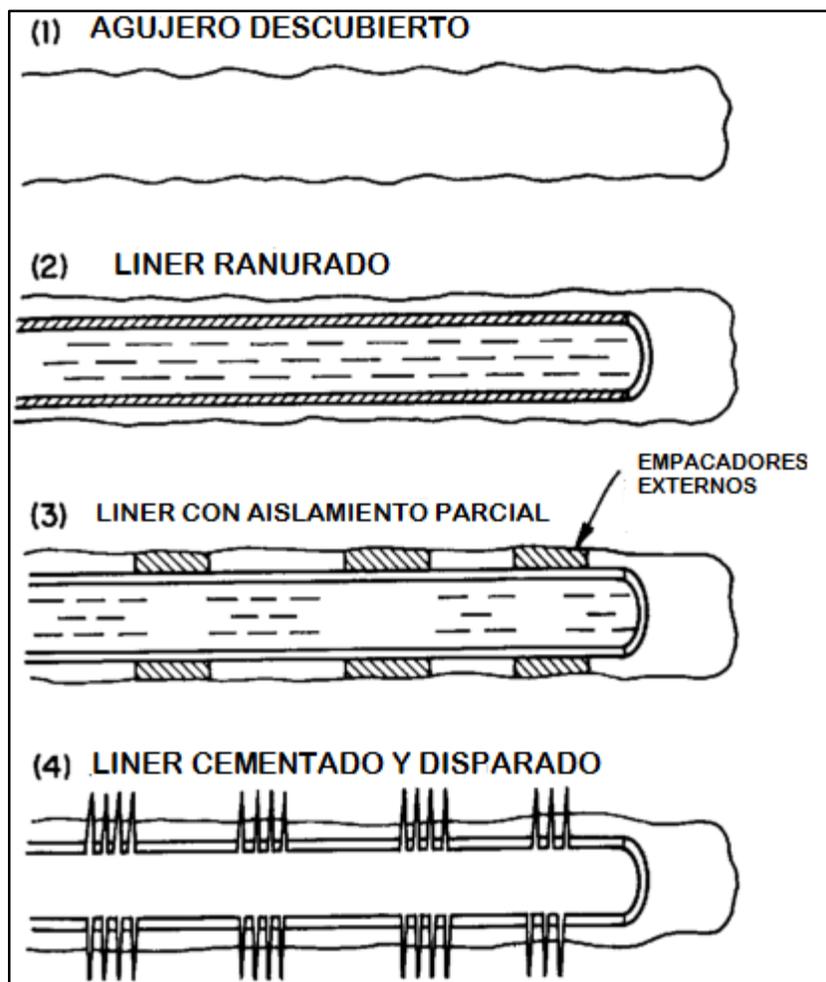


Figura 2.4 Tipos de terminaciones4.

## 2.5 Limitaciones de los pozos horizontales.

La mayor ventaja de los pozos horizontales es el área de contacto de gran tamaño. Actualmente, se pueden perforar pozos con secciones horizontales extensas y esto da un área de contacto mucho mayor que la que tiene un pozo vertical. La mayor desventaja es que solo se puede producir de una zona de interés por pozo horizontal. Sin embargo, se han utilizado pozos horizontales para producir de varios estratos. Esto se puede lograr con dos métodos:

1. Se perfora un pozo tipo “escalera” donde porciones horizontales largas son perforadas en más de un estrato
2. Se cementa el pozo y se estimula

Una desventaja de los pozos horizontales es su costo. El cual es de 1.4 a 3 veces mayor que un pozo vertical<sup>10</sup>, dependiendo del método de perforación y la técnica de terminación empleada. No obstante el mayor costo, en los últimos años el costo de perforar pozos horizontales ha disminuido considerablemente

## 2.6 Sistema integral de producción.

El sistema integral de producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

**Yacimiento:** se entiende por yacimiento a una trampa geológica o a una porción de ésta que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente.

**Pozo:** es un agujero hecho a través de la roca que llega hasta al yacimiento. El objetivo de un pozo es establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

**Tubería de descarga:** son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento.

**Estrangulador:** es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos.

**Separadores:** son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos.

**Tanques de almacenamiento:** Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles.

## **2.7 Factor de daño.**

Van Everdingen y Hurst introdujeron por primera vez el concepto de factor de daño al observar que dado un gasto determinado, la presión de fondo fluyendo era menor que la que habían calculado teóricamente.

La caída de presión en un pozo por unidad de gasto está gobernada por la resistencia a la formación, por la viscosidad del fluido y por una resistencia adicional concentrada alrededor del agujero del pozo que se da durante la etapa de perforación, terminación y producción<sup>5</sup>. Esta caída de presión adicional se define como factor de daño. La zona con la permeabilidad alterada es llamada zona invadida o dañada y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño.

El factor de daño es una medida cuantitativa, empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación

completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento.

El factor de daño se puede obtener con la siguiente ecuación:

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

Donde:

H = Espesor del yacimiento

q = Gasto

K = Permeabilidad

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

$(\Delta p)_{skin}$  = Caída de presión debido al daño

$\beta_o$  = Factor de volumétrico aceite

Este concepto de daño funciona muy bien en pozos dañados, sin embargo tiene algunas dificultades matemáticas y físicas cuando el factor de daño es negativo. Para poder resolver este problema, Hawkins introdujo un concepto de factor de daño, en el cual mostró que el factor de daño para una zona invadida de radio  $r_s$  con una permeabilidad  $k_s$ , en una formación con permeabilidad  $k$  y un radio del pozo  $r_w$  se puede determinar de la siguiente manera:

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

Hawkins, de la misma manera que Van Everdingen y Hurst, supuso un flujo estacionario en la región dañada. Bajo esta suposición, la presión en el pozo es mayor a la presión esperada, es decir, el pozo está produciendo un gasto deseado a una presión de fondo fluyendo mayor a la calculada teóricamente. Los pozos verticales estimulados pueden llegar a tener factores de daño negativos de hasta -6, dependiendo de la relación del radio de drene y del radio del pozo. Teóricamente es posible representar a los pozos horizontales como un pozo vertical con un factor de daño negativo.

La invasión del fluido de perforación causa zonas de permeabilidad reducida alrededor del agujero del pozo. En general, un yacimiento de alta permeabilidad muestra una zona invadida de mayor espesor que uno de baja permeabilidad. Sin embargo, el porcentaje de pérdida en la permeabilidad de una zona de alta permeabilidad es menor que el porcentaje de pérdida en una zona de baja permeabilidad. Lo anterior se puede

explicar debido a que es más probable que las gargantas de poro en las formaciones de alta permeabilidad sean de mayor tamaño, y por consiguiente, no estén completamente bloqueadas por los sólidos del fluido de perforación, resultando así, en una pérdida pequeña de la permeabilidad inicial. Por el contrario, en las formaciones de baja permeabilidad, donde las gargantas de los poros son más chicas, los sólidos bloquean completamente las gargantas y la permeabilidad disminuye fuertemente.

De la ecuación propuesta por Hawkins se puede deducir que el espesor de la zona invadida es menos importante que el cambio en la permeabilidad en la zona invadida. Esto se debe a que el radio de la zona invadida está en términos logarítmicos, por lo tanto, ejerce una influencia menor en el factor de daño que la permeabilidad en la zona invadida.

Generalmente, los factores de daño son estimados usando pruebas de presión. Una vez determinando los factores de daño, es posible estimar las caídas de presión a través de las zonas dañadas. Reordenando la ecuación propuesta por Everdigen y Hurst para calcular la caída de presión en pozos verticales en la región dañada queda de la siguiente forma:

$$(\Delta p)_{skin} = S \left( \frac{141.2 \mu_o \beta_o}{k} \right) \left( \frac{q}{h} \right)$$

Donde:

H = Espesor del yacimiento

q = Gasto

K = Permeabilidad

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

S = Factor de daño

$\beta_o$  = Factor de volumétrico aceite

Esto quiere decir que  $(\Delta p)_{skin}$  depende de  $\left( \frac{q}{h} \right)$ . Por lo tanto, para pozos horizontales la caída de presión asociada al daño se puede aproximar como:

$$(\Delta p)_{skin} = S \left( \frac{141.2 \mu_o \beta_o}{k} \right) \left( \frac{q}{L} \right)$$

Donde:

L = Longitud de la sección horizontal

q = Gasto

K = Permeabilidad

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

S = Factor de daño

$B_o$  = Factor de volumétrico aceite

## 2.8 Radio efectivo del pozo.

El concepto de radio efectivo del pozo es usado para representar a un pozo que está produciendo con un gasto diferente al esperado de acuerdo con los cálculos hechos. El radio efectivo del pozo es, teóricamente, el radio del pozo requerido para ajustar el gasto observado. De este modo, los pozos estimulados tendrán un radio efectivo del pozo mayor que el radio del pozo perforado y los pozos dañados tendrán un radio efectivo del pozo menor al radio del pozo perforado. Se puede escribir una ecuación de flujo bajo estado estacionario de la siguiente forma:

$$q = \frac{0.007078kh\Delta p}{\mu_o\beta_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Donde:

$\Delta p$  = Caída de presión

q = Gasto

K = Permeabilidad

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

S = Factor de daño

$B_o$  = Factor de volumétrico aceite

H = Espesor del yacimiento

$r_e$  = Radio de drene

## 2.9 Índice de productividad.

El concepto del índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y una determinada caída de presión<sup>21</sup>.

El índice de productividad “J” está definido por  $\frac{q}{\Delta p}$  donde  $q$  es el gasto y  $\Delta p$  es la caída de presión. Las unidades de  $J$  son bbl/día/psi o  $\Delta p$  m<sup>3</sup>/día/kPa. Inicialmente, por facilidad, supondremos que tendremos presión constante en la frontera del yacimiento y en el centro del pozo. Esto nos dará un índice de productividad para flujo estacionario. Es importante hacer notar que éste supone que la presión en el radio de drene y en el pozo son constantes. En la mayoría de los yacimientos existe flujo pseudoestacionario por lo cual, esta presión cambiará con el tiempo. En consecuencia, la caída de presión  $\Delta p$  se reducirá con el tiempo. Por definición, el índice de productividad para flujo estacionario se calcula reformulando la ecuación de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{\Delta p} = \frac{0.007078 \left( \frac{kh}{\mu_o \beta_o} \right)}{\ln \left( \frac{r_e}{r'_w} \right)}$$

Donde:

$\Delta p$  = Caída de presión

$q$  = Gasto

$K$  = Permeabilidad

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

$S$  = Factor de daño

$B_o$  = Factor de volumétrico aceite

$H$  = Espesor del yacimiento

$r_e$  = Radio de drene

$J$  = Índice de productividad

$r'_w$  = Radio efectivo del pozo

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

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

Donde:

$r_e$  = Radio de drene

$r'_w$  = Radio efectivo del pozo

J = Índice de productividad

## 2.10 Regímenes de flujo.

Existen básicamente tres tipos de condiciones o regímenes de flujo en función de la presión y del tiempo que deben ser identificados para clasificar el flujo de los fluidos del yacimiento: flujo estacionario, flujo pseudoestacionario y flujo transitorio.

**Flujo estacionario:** Este tipo de flujo ocurre cuando un yacimiento está produciendo por empuje de agua, de tal forma que cada barril de aceite producido es reemplazado por un barril de agua en el yacimiento.

Para que la situación de flujo estacionario este presente, es condición necesaria que el gasto másico que entra a lo largo del yacimiento sea igual al gasto másico que sale del yacimiento. Estas condiciones son muy aproximadas cuando un yacimiento presenta un fuerte mecanismo de empuje de agua, un casquete de gas asociado, o bien, se realiza alguna operación de recuperación secundaria.

**Flujo transitorio:** Este tipo de flujo ocurre cuando los gastos o las presiones cambian con el tiempo.

Durante la etapa inicial de producción, el comportamiento de la presión es esencialmente el mismo que se presenta en un yacimiento infinito. Este es el periodo de flujo transitorio. La presión en el pozo puede ser descrita por la siguiente ecuación, en la mayoría de los casos:

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

Donde A y B son constantes

Durante este periodo la gráfica de Presión del pozo vs. Logaritmo del tiempo será una línea recta. En un plano cartesiano la presión declinará rápidamente al principio y conforme pase el tiempo declinará más lento, como se observa en la figura 2.5.

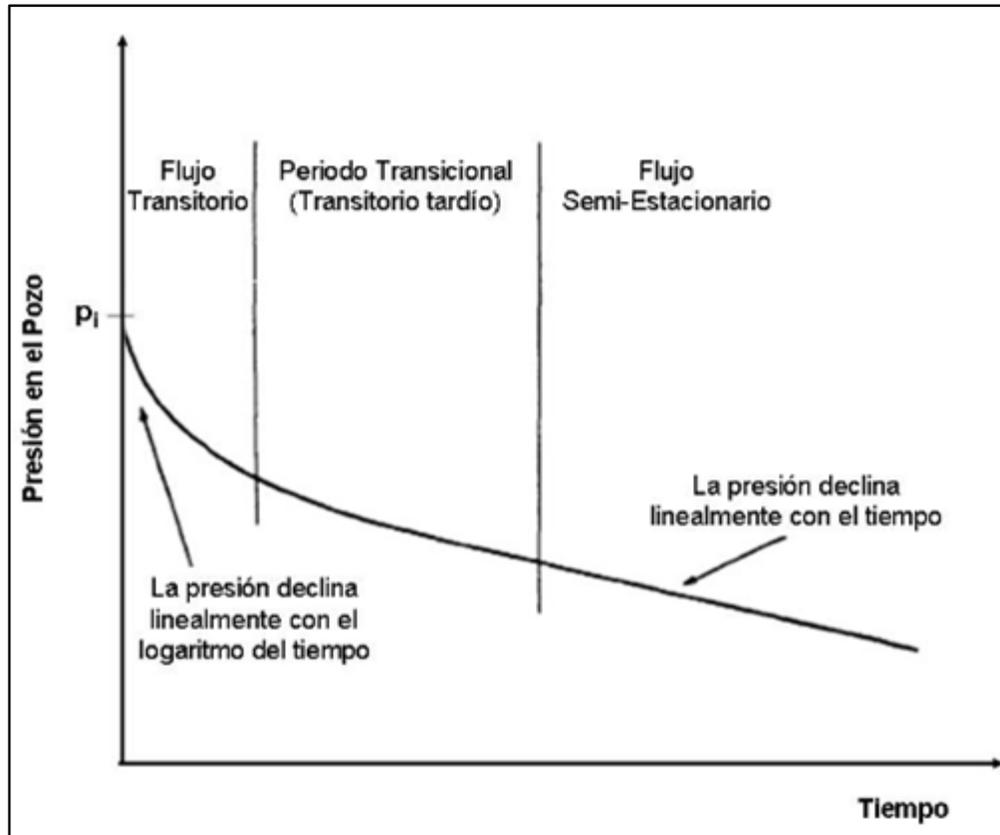


Figura 2.5. Esquema gráfico de declinación de la presión en el pozo<sup>23</sup>.

**Flujo pseudoestacionario:** Las curvas que describen la Presión del yacimiento vs. Distancia radial se muestran en la figura 2.6. Si no hay flujo a través de la frontera mientras el tiempo transcurre, el comportamiento de la presión empezará a desviarse del caso de yacimiento infinito. En la gráfica ese tiempo se muestra como “transitorio tardío”, la presión en dos puntos dentro de la frontera de drene empezará a declinar a un ritmo más acelerado.

Por último, como se muestra en la figura 2.6, si la compresibilidad es pequeña y constante, la tasa de declinación de la presión será la misma a través de la frontera de drene. Este es el periodo pseudoestacionario. Todas las presiones en el área de drene

decrecerán en el mismo periodo de tiempo. La diferencia entre la presión promedio de yacimiento y la presión del fondo del pozo seguirá siendo constante durante éste.

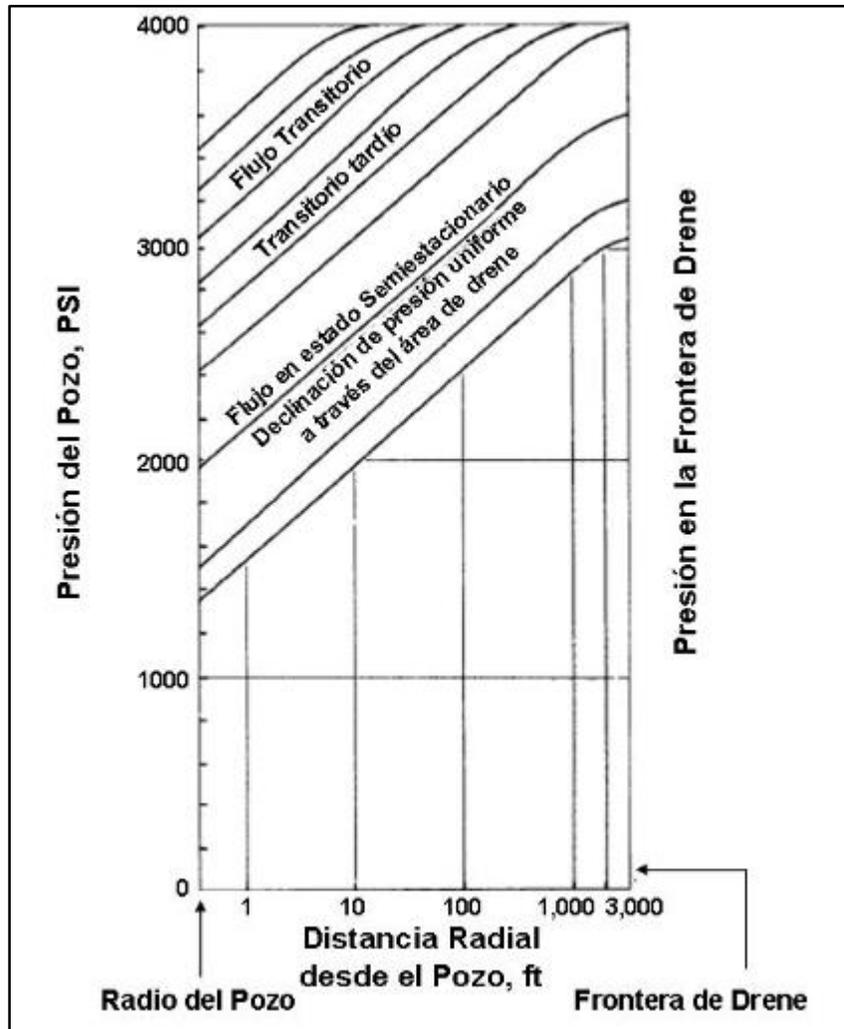


Figura 2.6 Perfiles de presión con el tiempo para el caso de gasto constante<sup>1</sup>

La tasa de declinación de la presión durante el estado pseudoestacionario es:

$$\Delta p = \frac{(0.0148)(q_o)(B_o)}{(V_{\phi_{efectiva}})(C)}$$

Donde:

$\Delta p$ , [psi/hora]

$V_{\phi_{efectiva}}$ , [bb]

C, [1/psi]

$q_o$ , [bpd]

## **2.11 Conificación de agua y gas.**

La conificación es un problema de producción en el cual el gas del casquete o el agua del acuífero se infiltran en la zona productora en el área cerca del pozo y reduce la producción del aceite. Es por esto que es importante minimizar o por lo menos retrasar la conificación. En yacimientos con acuífero subyacente los pozos verticales normalmente son terminados en la parte superior del espesor productor para minimizar o retrasar la conificación de agua. Lo anterior se lleva a cabo si no existe casquete de gas. De manera similar, en un yacimiento con casquete de gas, siempre y cuando no haya un acuífero subyacente, el pozo vertical es disparado lo más bajo posible de manera tal que el intervalo disparado esté lo más lejos posible del casquete de gas.

Una de las principales razones de la conificación es la caída de presión. Una caída de presión de gran magnitud en la vecindad del pozo puede causar la conificación, por el contrario una mínima caída de presión mostraría una mínima tendencia conificarse<sup>1</sup>.

Para lograr un gasto determinado se tiene que imponer una caída de presión mayor en un yacimiento de baja permeabilidad a la que se impondría en un yacimiento de alta permeabilidad. Es por esta razón que los yacimientos de alta permeabilidad muestran menor tendencia a conificarse que los yacimientos de baja permeabilidad. En yacimientos naturalmente fracturados, particularmente los que tienen fracturas verticales, se pueden tener problemas severos de conificación a pesar de la alta permeabilidad del yacimiento. Esto se debe a que el agua del acuífero y el gas del casquete viajan a través de las fracturas verticales de alta permeabilidad.

Por lo anterior queda claro que la conificación puede ser reducida o minimizada al disminuir la caída de presión. Sin embargo esto no es práctico. La producción de aceite es proporcional a la caída de presión. Dicho de otra manera, al minimizar la caída de presión podemos evitar o minimizar la conificación pero al mismo tiempo se reduciría la producción de aceite, llevando en muchos casos a hacer el pozo impráctico desde el punto de vista operacional.

En los yacimientos naturalmente fracturados es común que se genere la irrupción de agua y/o gas del yacimiento de manera temprana cuando el ritmo de producción de los pozos está por arriba de sus gastos críticos. Por lo anterior se tienen que realizar reparaciones mayores para continuar dentro de la ventana operativa de producción ya

que el objetivo es alejarse de los contactos de fluidos (agua y gas) y se deben cerrar pozos cuando estas acciones no son suficientes, haciendo que la producción disminuya drásticamente. Por lo anterior, se debe extraer el aceite a gastos óptimos (menores o iguales al gasto crítico).

La ventaja de los pozos horizontales respecto a los verticales en términos de mitigar la conificación es clara, ya que en un pozo horizontal se puede lograr una mínima caída de presión. La producción por unidad de longitud en un pozo horizontal será pequeña no obstante debido a la mayor longitud del pozo se podrán obtener altos gastos de aceite. En suma, los pozos horizontales proveen una opción de producción donde la caída de presión se puede minimizar, las tendencias a conificación se pueden minimizar también y los gastos altos de producción pueden ser mantenidos.

## **2.12 Dispositivos de control de flujo.**

Un dispositivo de control de flujo (ICD) es un dispositivo de estrangulamiento que se instala en el pozo para equilibrar el flujo del yacimiento al pozo. Es un método pasivo de control de flujo que se instala en el fondo del pozo, esto quiere decir que no tiene partes que puedan ser controladas o modificadas para ajustar el flujo a través de éste. El dispositivo de control de flujo añade una caída de presión extra a través del pozo y provee una caída de presión mayor en la formación, la cual cambiará el flujo de fluidos hacia el pozo a lo largo de éste. Los objetivos del uso de los dispositivos de control de flujo son:

- Mejor limpieza del pozo después de que la perforación ha terminado
- Un perfil de aportación unitario del pozo más uniforme
- Producción selectiva
- Un perfil de inyección equilibrado
- Prevención de conificación en el talón del pozo
- Obtener mayor producción en la punta del pozo
- Retrasar el corte prematuro de agua y/o gas
- Mejorar el control de arena y la productividad

Los objetivos más importantes desde el punto de vista de la producción son una buena limpieza y un perfil de aportación unitario más equilibrado, debido a que, normalmente, estos factores incrementan la producción y el factor de recuperación.

Los beneficios de usar este dispositivo aumentan mientras más larga sea la sección horizontal del pozo y el área de contacto con el yacimiento se incremente. La razón de esto es que ocurren caídas de presión significativas en la sección horizontal mientras los fluidos fluyen de la punta al talón por lo que el flujo de entrada en la punta tiene que vencer ésta, mientras que en el talón esta presión extra no se observa. Esto resulta en mayores caídas de presión en el talón que en la punta y causa un flujo de entrada irregular a lo largo del pozo dando como resultado conificación de agua y/o gas en el talón. Lo anterior se conoce como efecto talón-punta y puede prevenirse instalando dispositivos de control de flujo y empacadores<sup>27</sup>.

Es importante restringir las zonas de alta permeabilidad ya que dichas zonas pueden producir a gastos muy altos y conducir a cortes de agua y/o gas prematuros. De la misma manera, pueden producir a gastos altos tales que lleguen a limitar la producción de zonas con menor permeabilidad en el pozo. Por lo anterior se puede decir que el flujo preferencial de las zonas de alta permeabilidad no es lo mejor ya que reducirá la recuperación de las zonas de menor permeabilidad y por consiguiente reducirá también la recuperación total.

### **2.13 Pruebas de presión en pozos horizontales.**

Las pruebas de presión en pozos horizontales pueden llegar a ser complejas y difíciles de interpretar. En general, las pruebas de presión en los pozos horizontales se realizan para lograr los siguientes objetivos:

- Obtener las propiedades del yacimiento
- Determinar si la longitud perforada del pozo horizontal es también la longitud productora
- Estimar el factor de daño debido a la perforación y terminación del pozo horizontal

Una de las razones por las cuales el análisis de las pruebas de presión en pozos horizontales se vuelve difícil es porque la mayoría de las soluciones matemáticas para estos pozos suponen que el pozo es perfectamente horizontal y paralelo a los límites superior e inferior del yacimiento. Sin embargo, estos pozos no son, normalmente, horizontales, más bien éstos tienen forma de serpiente con muchas variaciones en el plano vertical a lo largo del pozo. Debido a este efecto “serpiente” una sección del pozo estará más cerca del límite superior del yacimiento mientras que otra sección estará más cerca del límite inferior del mismo. Todas estas variaciones a lo largo del pozo afectan al medidor de presión insertado en la punta del pozo. No obstante, la influencia de estas variaciones a lo largo del pozo en la presión es desconocida.

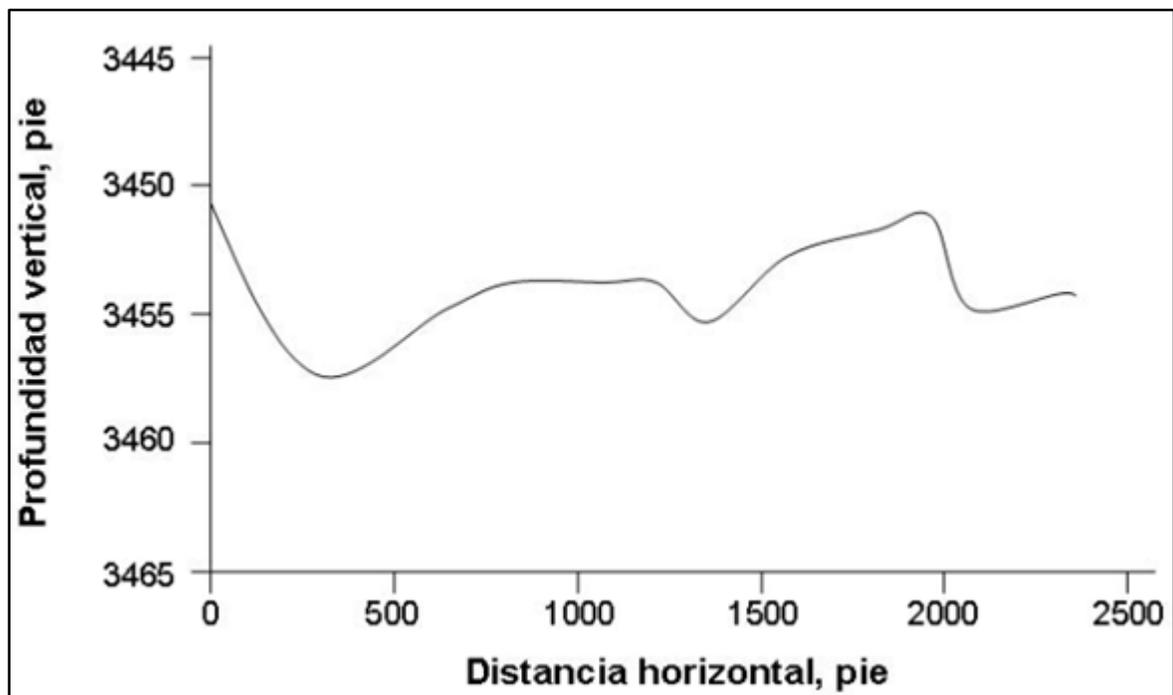


Figura 2.6 Perfil de un pozo horizontal<sup>11</sup>.

## CAPÍTULO 3. SOLUCIONES BAJO ESTADO ESTACIONARIO.

### 3.1 Introducción.

Las soluciones analíticas en flujo estacionario son las más simples para pozos horizontales. Estas ecuaciones suponen un flujo estacionario, es decir, la presión en cualquier punto del yacimiento no cambia con el tiempo.

En la práctica, muy pocos yacimientos operan bajo condiciones estacionarias, de hecho, la mayoría de los yacimientos muestran cambios en la presión del yacimiento respecto al tiempo. A pesar de esto, las soluciones en flujo estacionario son ampliamente usadas porque:

- Son fáciles de derivar analíticamente
- Es relativamente fácil convertir resultados de estado estacionario a transitorio pseudoestacionario usando los conceptos de expansión de la frontera de drene respecto al tiempo y el radio efectivo del pozo y los factores de geometría, respectivamente.
- Los resultados matemáticos en estado estacionario pueden ser verificados experimentalmente construyendo modelos físicos en laboratorio

Desde el punto de vista de la física, la ley de Fourier de la conducción del calor, la ley de Ohm de flujo de electricidad y la ley de Darcy de flujo a través de un medio poroso son similares:

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

Donde:

$q$ = tasa de transferencia de calor, BTU/hr

$k$ = conductividad térmica, BTU/(hr-ft-F)

$A$ = sección transversal, ft<sup>2</sup>

$\Delta T$ = diferencia de temperatura, F

$\Delta x$  = distancia, ft

Ley de Ohm:  $I = \frac{V}{R}$

Donde:

I = corriente, amperes

V = voltaje, volts

R = resistencia, ohms

Ley de Darcy:  $q = \frac{-kA \Delta p}{\mu \Delta x}$

Donde:

q = gasto, cm<sup>3</sup>/sec

K = permeabilidad, darcy

A = área transversal al flujo

$\mu$  = viscosidad, cp

$\Delta p$  = caída de presión, atmósferas

$\Delta x$  = distancia, cm

Desde los inicios de la industria petrolera, diferentes ecuaciones de estado estacionario han sido verificadas empleando modelos eléctricos. Por ejemplo, la productividad de pozos basada en la densidad de disparos fue estimada usando experimentos eléctricos análogos. Es por esto, que las expresiones analíticas de régimen estacionario ofrecen una ventaja distintiva, la cual es que pueden ser verificadas con experimentos en laboratorio.

Se pueden encontrar varias soluciones en la literatura para predecir el gasto de un pozo horizontal, cuando se encuentra en régimen estacionario.

Borisov:

$$q_h = \frac{\frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_0 B_0}}{\ln\left(\frac{4r_e h}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3-1)$$

Giger:

$$q_h = \frac{\frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_0 B_0}}{\left(\frac{L}{h}\right) \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}} \right) + \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3-2)$$

Giger, Reiss & Jourdan:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln \left( \frac{r_{ev}}{r_w} \right)}{\ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}} \right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3-3)$$

Renard & Dupuy:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_0 B_0} \left[ \frac{1}{\cosh^{-1}(X) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right)} \right] \quad (3-4)$$

$$X = \frac{2a}{L} \quad \text{para el \u00e1rea de drene elipsoidal}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^2} \right]^{0.5} \quad \text{que es igual a la mitad del eje mayor de la elipse drenada}$$

Joshi:

$$q_h = \frac{\frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_0 B_0}}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (3-5)$$

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

Las unidades de las ecuaciones anteriores son:

L = longitud del pozo horizontal

h = espesor del yacimiento

$r_w$  = radio del pozo

$r_{ev}$  = radio de drene del pozo vertical

$r_{eh}$  = radio de drene del pozo horizontal

$\mu_0$  = Viscosidad del aceite

$B_0$  = factor de volumen del aceite

$\Delta p$  = caída de presión desde la frontera de drene hasta el pozo

$q_h$  = gasto del pozo horizontal

El índice de productividad se puede obtener dividiendo el gasto entre la caída de presión:

$$J = \frac{q_h}{\Delta p}$$

Las soluciones anteriores son válidas y aplicables únicamente para yacimientos isotrópicos, es decir  $k_h = k_v$ .

Estas ecuaciones pueden ser modificadas para ser obtenidas en unidades de campo. Esto se hace reemplazando en el numerador  $2\pi$  por 0.007078. Por lo que la ecuación de Joshi quedaría de la siguiente manera:

$$q_h = \frac{0.007078k_h h \Delta P}{\mu_o B_o} \frac{1}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{h}{L}\right) \ln \left(\frac{h}{2r_w}\right)} \quad (3-6)$$

Las unidades de la ecuación anterior son:

$q_b = [\text{BPD}]$

$K_h = [\text{md}]$

$H = [\text{ft}]$

$\Delta p = [\text{psi}]$

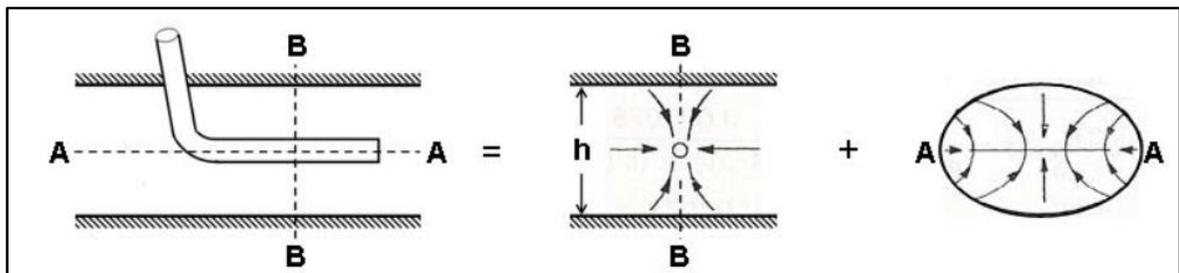
$\mu_o = [\text{cP}]$

$B_o = [\text{BBL@yacimiento/BBL@estándar}]$

$L = [\text{ft}]$

$r_w = [\text{ft}]$

Como se observa en la figura 3.1, el problema del pozo horizontal en tres dimensiones es dividido en dos problemas de dos dimensiones.



**Figura 3.1** División del problema de tres dimensiones a uno de dos<sup>10</sup>.

Las soluciones matemáticas de estos problemas de dos dimensiones se suman para calcular el gasto del pozo horizontal. La comparación de varias ecuaciones muestran una pequeña diferencia entre varias ecuaciones por el término de  $\frac{h}{L} \ln(\pi)$

En el denominador de las ecuaciones de flujo. Sin embargo, el efecto de esta pequeña diferencia en los cálculos del gasto es regularmente mínima.

Si la longitud del pozo horizontal es significativamente mayor al espesor del yacimiento, esto es,  $L \gg h$ , entonces el segundo término en el denominador de la ecuación (Borisov) es despreciable y la solución se reduce a:

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta P}{\frac{\mu_o B_o}{\ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right)}} \quad (3-7)$$

Usando unidades de campo la ecuación anterior quedaría de la siguiente manera:

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta P}{\frac{\mu_o B_o}{\ln\left(\frac{r_{eh}}{\frac{L}{4}}\right)}} \quad (3-8)$$

De este modo, 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. De forma similar, las ecuaciones 3-2 y 3-5 se reducirían a la ecuación 3-8 si la longitud del pozo  $L \gg h$  y también si la longitud del pozo  $L$  es menor que la mitad de la longitud del eje mayor del área de drene. De esta manera, en un caso limitante, por lo menos para flujo de una fase, la productividad de un pozo horizontal se aproxima a la de una fractura vertical de conductividad infinita penetrada completamente.

### 3.2 Influencia del espesor del yacimiento en la productividad del pozo.

La influencia del espesor del yacimiento en pozos horizontales es muy importante. Para cualquier longitud de un pozo horizontal, el incremento del área de contacto en un

yacimiento es mucho mayor en un yacimiento de espesor pequeño que en uno de espesor grande.

Por ejemplo, supongamos un pozo horizontal de 1000 pies con dos posibles zonas objetivo, una zona tiene un espesor de 50 pies y la otra de 500 pies. El incremento en el área de contacto en un yacimiento con espesor de 50 pies al perforar un pozo horizontal de 1000 pies es cerca de 20 veces mayor que en un pozo vertical. En contraste, en el yacimiento de 500 pies de espesor, el incremento en el área de contacto al perforar un pozo de 1000 pies es solo del doble. En consecuencia, se obtendrá una mayor ganancia en el área de contacto en un yacimiento de espesor pequeño que en uno de espesor grande. Es importante resaltar que los términos de espesor grande y espesor pequeño son relativos. Se debe buscar el incremento del área de contacto en vez de usar una definición específica de yacimientos de espesor grande y pequeño. Además también es importante recalcar que los yacimientos de espesor grande tienen más reservas que los de espesor pequeño.

La influencia del espesor del yacimiento en la productividad de un pozo horizontal puede ser estimada usando ecuaciones en estado estacionario. La figura 3.2 muestra el cambio en la productividad de un pozo horizontal con un área de drene de 160 acres bajo estado estacionario. Los resultados suponen que el yacimiento es isótropo. Se puede apreciar en la figura 3.2 La figura 3.2 corresponde a un yacimiento de 25 pies de espesor mientras que la figura 3.2 es de un yacimiento de 400 pies de espesor. Como se puede apreciar en las figuras, el incremento en la productividad es mucho mayor en un yacimiento de espesor pequeño que en uno de espesor grande.

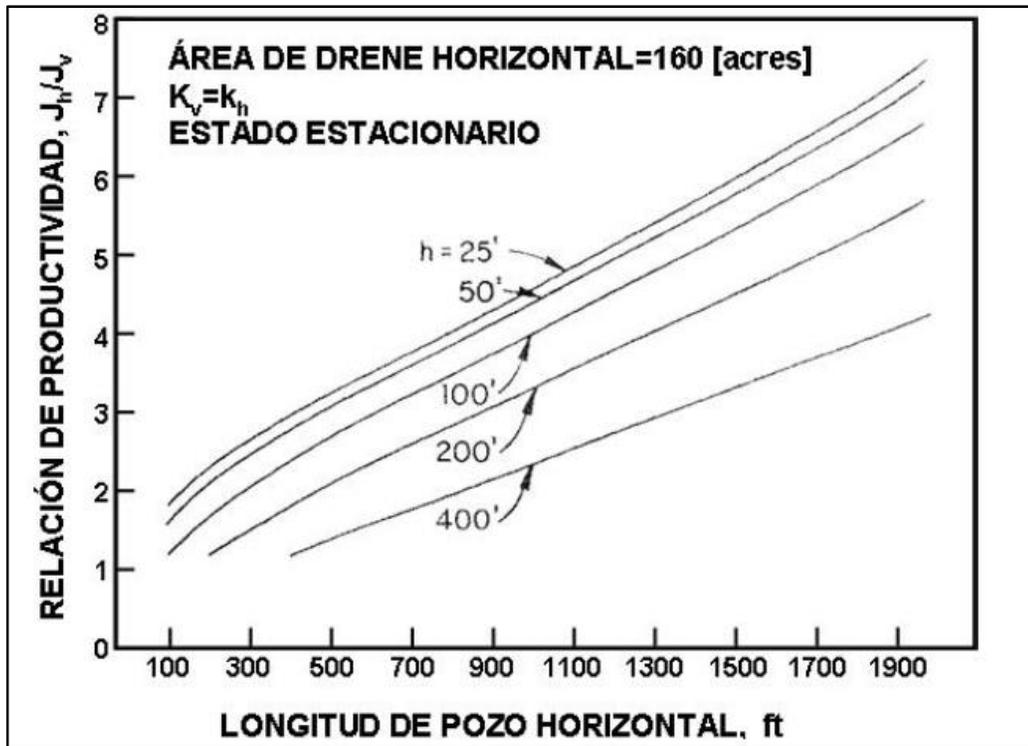


Figura 3.2 Gráfica de longitud horizontal contra relación de productividad<sup>10</sup>.

### 3.3 Influencia de la anisotropía del yacimiento.

La influencia de la anisotropía del yacimiento ha sido tratada extensivamente en la literatura. Si se tiene un yacimiento con permeabilidades vertical y horizontal diferentes, entonces se puede escribir la ecuación de Laplace que representa el flujo bajo estado estacionario como:

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

Lo anterior puede ser rescrito así:

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

Donde:

$$z' = z \sqrt{k_h/k_v}$$

Y la permeabilidad efectiva del yacimiento se define como:

$$k_{eff} = \sqrt{k_v k_h}$$

Por lo tanto, la influencia de la anisotropía del yacimiento puede ser tomada en cuenta al modificar el espesor del yacimiento como:

$$h' = h\sqrt{k_h/k_v}$$

Anteriormente se explicó que las soluciones bajo estado estacionario representan una suma de dos soluciones matemáticas, una que representa el flujo horizontal y la otra representa el flujo vertical. Por lo tanto, podemos modificar la parte vertical de la ecuación en estado estacionario para incluir el efecto de la anisotropía del yacimiento. Esta modificación se muestra en las siguientes ecuaciones.

$$q_h = \frac{\frac{0.007078k_h h \Delta P}{\mu_0 B_0}}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln\left(\frac{\beta h}{2r_w}\right)} \quad (3-9)$$

$$q_h = \frac{\frac{0.007078k_h h \Delta P}{\mu_0 B_0}}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{\beta^2 h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \quad (3-10)$$

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

Aunque la segunda ecuación se obtuvo de un manera más rigurosa que la primera ecuación, hay menos de 14% de diferencia en los índices de productividad calculados con estas dos ecuaciones cuando  $L > 0.4 \beta h$ . Más aún, estos índices de productividad muestran menos de 10% de diferencia del índice de productividad calculado usando una solución matemática de una prueba de presión. En general, la segunda ecuación da un índice de productividad ligeramente mayor que el de la primera ecuación. Aunque cualquiera de las dos ecuaciones puede ser usada para cálculos, la primera ecuación se recomienda para obtener un estimado de producción conservador.

Renard y Dupuy han presentado una ecuación para un yacimiento anisótropo. La ecuación está en unidades de campo:

$$J_h = \frac{0.007078k_h h}{\mu_o B_o} \left[ \frac{1}{\cosh^{-1}(X) + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r'_w}\right)} \right] \quad (3-11)$$

Donde

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

$$X = \frac{2a}{L}$$

Donde:

$B_o$  = Factor volumétrico aceite

$\beta$  = Permeabilidad efectiva

H = Espesor

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

L = Longitud de sección horizontal

$r_w$  = Radio del pozo

$K_h$  = Permeabilidad horizontal

X = Factor geométrico

### 3.4 Estimación de la permeabilidad vertical

En la mayoría de los análisis de yacimientos la permeabilidad vertical es usualmente considerada como una décima parte o menos de la permeabilidad horizontal. Al asumir que la permeabilidad vertical es muy baja, la componente vertical del flujo se vuelve despreciable y el flujo hacia el pozo vertical es esencialmente radial.

Algunos análisis de núcleos han demostrado que, a menos que existan barreras impermeables y otro tipo de heterogeneidad, la permeabilidad vertical es casi igual a la permeabilidad horizontal. Sin embargo, en arenas limpias y yacimientos fracturados la permeabilidad vertical no varía de manera significativa respecto a la permeabilidad horizontal.

En yacimientos naturalmente fracturados, como Cantarell, la orientación y la intensidad de las fracturas gobiernan la relación de las permeabilidades vertical y horizontal. No obstante, incluso en el caso de las fracturas verticales la relación máxima de permeabilidades es de uno. Lo anterior se debe a que todas las fracturas tienen tres dimensiones por lo tanto las fracturas mejoran tanto la permeabilidad vertical como la horizontal.

En yacimientos anisótropos en términos de área es posible tener una mayor permeabilidad vertical que la permeabilidad horizontal efectiva. Si se considera un yacimiento con alta permeabilidad  $K_x$  en la dirección  $x$  y una permeabilidad baja  $k_y$  en la dirección  $y$ . Entonces la permeabilidad efectiva  $\sqrt{k_x k_y}$  es menor a la permeabilidad horizontal alta  $k_x$ . En estos casos la permeabilidad horizontal efectiva puede ser menor que la permeabilidad vertical.

La permeabilidad vertical puede ser estimada por diversos métodos.

- 1) Análisis de conificación de agua
- 2) Análisis de núcleos
- 3) Pruebas de presión

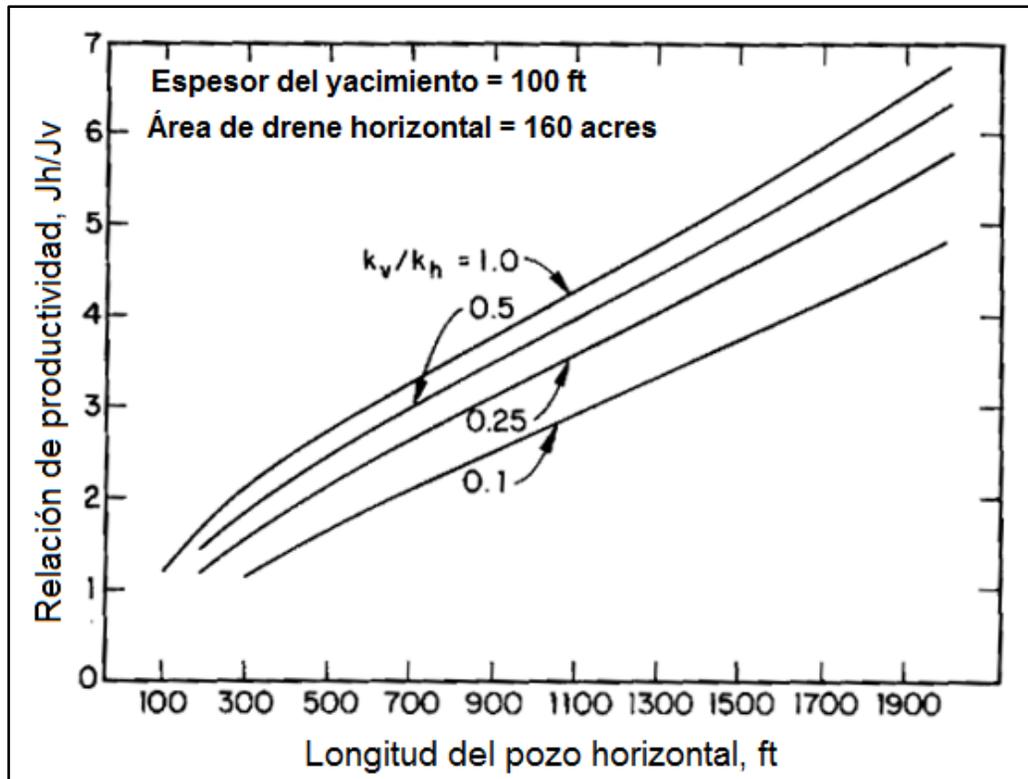


Figura 3.3 Efectos de la permeabilidad vertical en la relación de productividad de pozos horizontales y verticales<sup>10</sup>.

### 3.5 Radio efectivo de un pozo horizontal.

Se puede calcular el radio efectivo de un pozo horizontal convirtiendo la productividad de un pozo horizontal en el equivalente de un pozo vertical. El radio efectivo del pozo está definido por:

$$r'_w = r_w \exp(-s) \quad (3-12)$$

Para calcular el diámetro necesario para un pozo vertical produzca con el mismo gasto que un pozo horizontal se suponen volúmenes de drenaje iguales e índices de productividad iguales. Esto da:

$$\left[ \frac{\frac{2\pi k_h h}{\mu_o B_o}}{\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} \right] = \left[ \frac{\frac{2\pi k_h h}{\mu_o B_o}}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \left(\frac{h}{L}\right)\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \right] \quad (3-13)$$

Resolviendo la ecuación para  $r'_w$  tenemos:

$$r'_w = \frac{r_{eh}\left(\frac{L}{2}\right)}{a \left[ 1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a}\right)^2} \right] \left(\frac{h}{2r_w}\right)^{\frac{h}{L}}} \quad (3-14)$$

La ecuación puede ser usada para calcular el radio efectivo del pozo y así la primera ecuación puede ser utilizada para calcular el factor de daño  $s$ . Si el yacimiento es anisotrópico, el radio efectivo del pozo es:

$$r'_w = \frac{r_{eh}\left(\frac{L}{2}\right)}{a \left[ 1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2a}\right)^2} \right] \left(\frac{\beta h}{2r_w}\right)^{\frac{\beta h}{L}}} \quad (3-15)$$

Van Der Vils et al. Han sugerido una ecuación para el radio efectivo de un pozo horizontal perforado en un yacimiento isotrópico. La ecuación es:

$$r'_w = \frac{L}{4} \left[ \sin\left(\frac{4r_w}{h} \times 90^\circ\right) \cos\left(\frac{\delta}{h} \times 180^\circ\right) \right]^{\frac{h}{L}} \quad (3-16)$$

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

El concepto de radio efectivo del pozo puede ser usado también para calcular la relación de los índices de productividad del pozo horizontal y vertical, como se muestra a continuación:

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln\left(\frac{r_{ev}}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_{eh}}{r'_w}\right)} \quad (3-17)$$

Para estas condiciones:

$$L > h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Y

$$\frac{L}{2} < 0.9r_{eh}$$

Es importante hacer notar que las comparaciones de índices de productividad anteriores suponen un pozo vertical sin estimulación. Debido a que las estimulaciones en pozos verticales varían de región a región, solo se usan pozos verticales sin estimular en las comparaciones generales. Los incrementos en la productividad calculados de la ecuación anterior tendrán que ser ajustados, dependiendo en la experiencia local con los tratamientos de estimulación de pozos verticales. Esta ecuación es válida solo para yacimientos que operan por arriba del punto de burbuja. Sin embargo, en un yacimiento con empuje por gas disuelto la ecuación da una clara estimación de las ventajas de la productividad con pozos horizontales.

### **3.6 Productividad de pozos desviados**

Los pozos desviados son pozos con un ángulo de inclinación  $\alpha$  respecto al eje vertical. Cuando el ángulo de inclinación  $\alpha$  es 90 el pozo desviado se convierte en un pozo horizontal como se muestra en la figura 3.4. Normalmente, los ángulos de intersección con el yacimiento son de 30 a 70°.

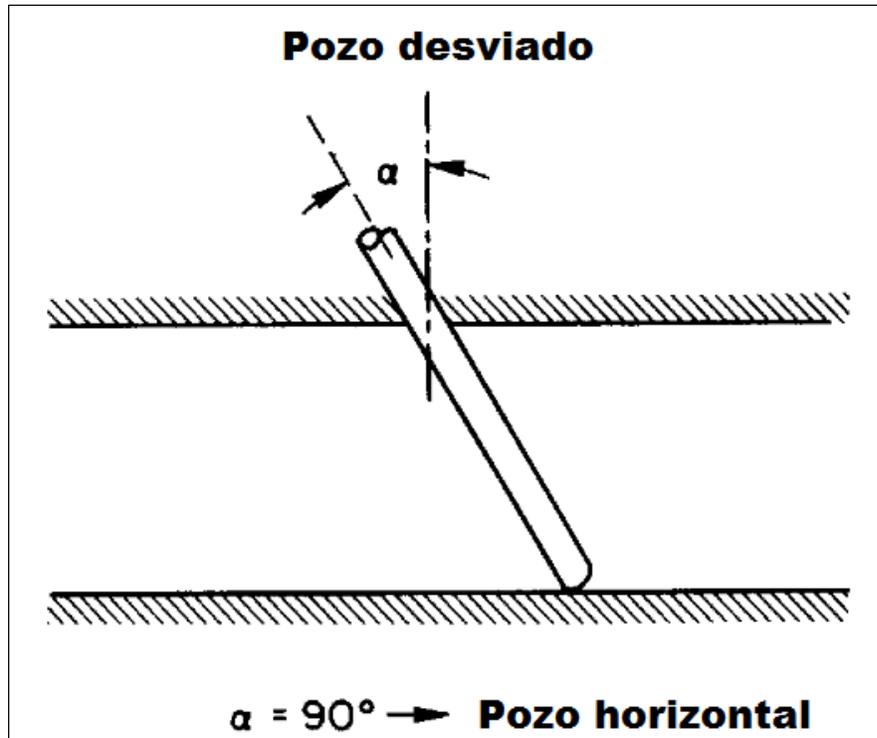


Figura 3.4 Esquema de un pozo desviado<sup>10</sup>.

Los pozos horizontales son efectivos en yacimientos de espesor pequeño mientras que los pozos desviados han mostrado ser altamente efectivos en yacimientos con espesores grandes. Es por esto que el espesor del yacimiento es un factor a tomarse en cuenta cuando se elige el tipo de pozo que será perforado. Una manera para tomar es asumir pozos verticales, horizontales y desviados con la misma longitud. Después se comparan las productividades de cada uno de los pozos evaluados y se toma la mejor decisión.

Cinco, Miller y Ramey presentaron una solución para un pozo desviado. También calcularon factores de daño para pozos desviados y mostraron que estos factores dependen solamente de la geometría del pozo. La ecuación para calcular el factor de pseudo daño debido a un pozo desviado se muestra a continuación.

$$S_s = -\left(\frac{\alpha'}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\alpha'}{56}\right)^{1.865} \log \left[ \frac{h_D}{100} \right]$$

Donde:

$$h_D = \frac{h}{r_w} \left( \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right)$$

$$\alpha' = \tan^{-1} \left[ \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \tan \alpha \right]$$

El radio efectivo del pozo está dado por:

$$r'_w = r_w \exp(-S_s)$$

El índice de productividad de un pozo desviado puede ser comparado con un pozo vertical sin estimulaciones usando la siguiente relación:

$$\frac{J_s}{J_v} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)}$$

A continuación se muestra una tabla con los resultados de las relaciones de productividades para un yacimiento con espesor de 100 ft. Los cálculos se encuentran en el Apéndice B.

**Tabla 3.1** Relaciones de productividades

Kv/Kh	Ss	r'w ft	J <sub>s</sub> /J <sub>v</sub>
0.1	-0.75	0.77	1.1
0.5	-2	2.8	1.3
1	-2.7	5.4	1.5

Bajo condiciones de estado estacionario la productividad de un pozo desviado comparada con la de un pozo vertical ( $J_s/J_v$ ) incrementa cuando el espesor del yacimiento aumenta. Por el contrario, la relación de la productividad de un pozo horizontal con un pozo vertical ( $J_h/J_v$ ) disminuye cuando el espesor del yacimiento disminuye. Cabe recordar que para el caso de los pozos desviados la longitud del pozo está limitada por la altura del yacimiento y por el ángulo de inclinación del pozo.

## **CAPÍTULO 4. SOLUCIONES BAJO ESTADO PSEUDOESTACIONARIO.**

### **4.1 Introducción.**

El estado pseudoestacionario comienza cuando el disturbio creado por la presión en el pozo productor se siente en la frontera del área de drene del pozo. En otras palabras, cuando la masa del fluido situada en la frontera de drene empieza a moverse hacia el pozo productor, inicia el estado pseudoestacionario.

Para una frontera de drene circular, el fluido se empezaría a mover de la frontera de drene hacia el pozo a un instante dado en el tiempo. De manera similar para un área de drene cuadrada, el fluido en la frontera empezaría a moverse hacia el pozo productor. En la práctica una frontera de drene cuadrada es importante ya que la mayoría de los campos de aceite y gas son desarrollados en áreas cuadradas usando espaciamientos de pozos de 10 a 640 acres. Si existe anisotropía de área, esto es, que la permeabilidad horizontal en una dirección es diferente a la permeabilidad en otra dirección, el área de drene resultante será rectangular en vez de cuadrada. En un tiempo determinado, el pozo podría drenar más distancia a lo largo de la dirección con alta permeabilidad que en la dirección con baja permeabilidad. En muchos yacimientos naturalmente fracturados la permeabilidad en las fracturas es mayor que la permeabilidad perpendicular a la fractura. Esto da como resultado una mayor longitud de drene a lo largo de la fractura que en la dirección perpendicular a la fractura. En dichos casos es recomendable revisar el espaciamiento convencional de los pozos.

En yacimientos con permeabilidad horizontal uniforme si los pozos son perforados en un área rectangular el disturbio de la presión podría alcanzar la frontera más cercana primero. Este es el final del periodo de comportamiento infinito y el inicio del periodo de transición. Cuando los disturbios de la presión en el pozo alcanzan todas las fronteras es cuando es estado pseudoestacionario comienza.

## 4.2 Cálculos de la productividad de un pozo horizontal bajo estado psuedoestacionario

Existen tres métodos disponibles para calcular la productividad en estado pseudoestacionario para pozos horizontales con flujo de una sola fase. En estos métodos el yacimiento se supone con fronteras en todas las direcciones y el pozo horizontal está situado arbitrariamente en un área de drene rectangular. La diferencia entre estos tres métodos está en los métodos de solución matemática y las condiciones de frontera usadas. Por ejemplo, el método de Multitak asume el pozo horizontal como un pozo de conductividad infinita. El método de Babu y Odeh supone una condición de frontera de flujo uniforme mientras que el método de Kuchuk usa una solución de conductividad infinita aproximada en donde la presión constante del pozo es estimada al promediar valores de presión de la solución de flujo uniforme a lo largo del pozo. Sin embargo, la diferencia en los gastos calculados usando los diferentes métodos es normalmente muy pequeña.

- Método de Multitak et al.

Para áreas de drene rectangulares con  $\frac{2xe}{2ye} = 1$  a 20, Multitak et al. reportaron los factores geométricos y las factores de daño equivalentes correspondientes para pozos horizontales ubicados en varios puntos dentro del cubo de drene. La siguiente ecuación puede ser usada para calcular la productividad de un pozo horizontal:

$$J_h = \frac{q}{P_R - P_{wf}} = \frac{0.007078 \frac{kh}{(\mu_o B_o)}}{\ln\left(\frac{r_e'}{r_w}\right) - A' + S_f + S_m + S_{C,A,h} - C' + Dq} \quad (4-1)$$

Donde:

$$r_e' = \sqrt{\frac{A}{\pi}}, ft \quad (4-2)$$

Y

$S_m$  = factor de daño mecánico, adimensional

$S_f$  = factor de daño de una fractura de conductividad infinita de longitud  $L$

$$S_f = -\ln[L/(4r_w)]$$

$S_{C,A,h}$  = factor de daño debido a la geometría

$C'$  = constante de conversión de factor geométrico = 1.386

Para las áreas de drene circulares,  $A' = 0.750$  y para las áreas de drene cuadradas y rectangulares,  $A' = 0.738$ .

- Método de Babu y Odeh

En este método el problema del pozo horizontal es visto como un problema similar al de un pozo vertical parcialmente penetrante. Si este pozo vertical parcialmente disparado es puesto de costado da como resultado un problema de un pozo horizontal. Babu y Odeh obtuvieron una ecuación para la productividad un pozo horizontal bajo estado psuedoestacionario. La ecuación para determinar el comportamiento de pozos horizontales que fue determinada por Babu y Odeh es la siguiente:

$$q = \frac{b\sqrt{k_x k_z}(P_{ws} - P_{wf})}{142.2 B_o \mu_o \left[ \ln \left( \frac{1}{r_w} \frac{A^2}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right]} \quad (4-3)$$

Donde:

$b$  = longitud del área de drene en la dirección del pozo (ft)

$k_x$  = permeabilidad en la dirección x, perpendicular al pozo (mD)

$k_z$  = permeabilidad en la dirección z, verticalmente (mD)

$p_{ws}$  = presión de fondo a pozo cerrado (psi)

$p_{wf}$  = presión de fondo con pozo fluyendo (psi)

$B_o$  = factor de volumen del aceite a las condiciones de presión y temperatura de fondo

$\mu_o$  = viscosidad del aceite a las condiciones de presión y temperatura de fondo

$A$  = área de drene (ft<sup>2</sup>)

$r_w$  = radio del pozo (ft)

$\ln C_H$  = factor geométrico que depende de la ubicación del pozo en el cubo (adimensional)

0.75 = factor obtenido para representar flujo radial semicontínuo

$S_r$  = daño por penetración parcial

Como puede observarse es de forma similar a la ecuación de Darcy para pozos verticales, la ecuación anterior considera que no hay daño en la vecindad de la formación, pero si se considera únicamente se suma dentro del miembro de variables adimensionales. La forma del volumen de drene y la ubicación del pozo en el mismo tendrá que corresponder al siguiente diagrama:

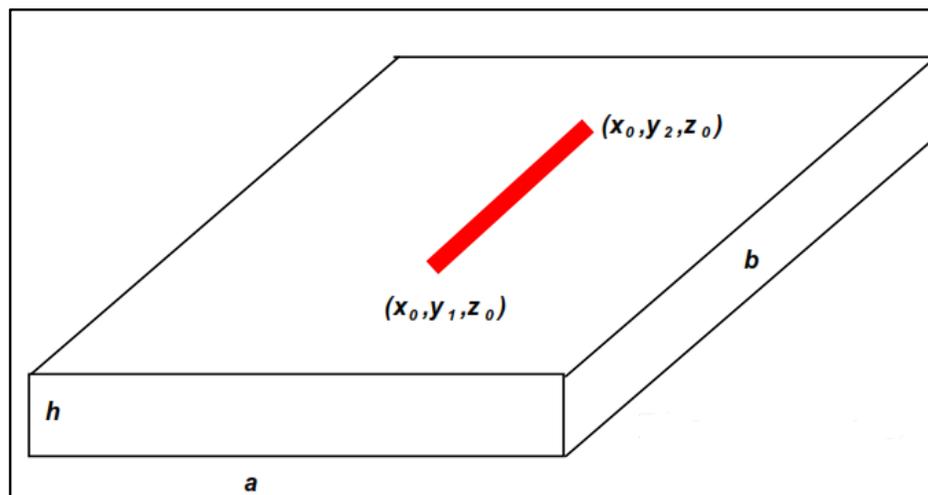


Figura 4.1 Modelo físico de Babu y Odeh<sup>19</sup>.

La aplicación de esta ecuación requiere que sean determinados dos parámetros:

Un factor geométrico que tome en cuenta los efectos de la anisotropía en la permeabilidad, ubicación del pozo y las dimensiones relativas del cubo de drenaje.

El daño causado por la restricción de entrada la cual toma en cuenta el efecto de la longitud del pozo.

Asimismo, esta ecuación puede ser usada para estudiar los efectos de la longitud del pozo, la ubicación y el grado de penetración en la productividad del pozo; las permeabilidades vertical y horizontal y las dimensiones horizontales del cubo de drenaje.

Las variables que tendrán que ser calculadas serán las siguientes:  $A$ ,  $\ln C_H$ ,  $S_R$

Área de drene; área de flujo transversal al pozo

$$A = ah$$

Factor geométrico ( $C_H$ ), el cual dependerá de la ubicación del pozo dentro del volumen de drene.

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{k_x k_z} \left[ \frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \left( \frac{x_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left[ \operatorname{sen} \left( \frac{180z_0}{h} \right) \right] - \frac{1}{2} \ln \left[ \left( \frac{a}{b} \right) \sqrt{k_x k_z} \right] - 1.088 \quad (4-4)$$

Lo anterior será cumplido si:

$$a \geq \frac{3}{4} h \sqrt{\frac{k_x}{k_z}},$$

$$\min(x_0, a - x_0) \geq \frac{3}{4} h \sqrt{k_x k_z}, \text{ lo cual se cumplirá si } h \ll a.$$

Daño por penetración parcial ( $S_R$ ), estará en función de la longitud de la sección horizontal y de las dimensiones del volumen de drene

Para el cálculo de esta variable se tienen dos casos:

$$\text{Si } \frac{a}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{3}{4} \frac{b}{\sqrt{k_y}} \gg \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

$S_R = 0$ ; si  $L = b$ , ya que el pozo estaría cubriendo toda el área de drene y no habría daño por penetración parcial

$$S_R = P_{xyz} + P_{xy}; \text{ si } L < b.$$

Donde

$P_{xyz}$  = Componente del grado de penetración en las 3 dimensiones xyz

$P_{xy}$  = Componente del grado de penetración en el plano xy

$$P_{xyz} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left[ \ln \left( \frac{h}{r_w} \right) + \frac{1}{4} \ln \left( \frac{k_x}{k_z} \right) - \ln \left( \operatorname{sen} \left( \frac{180z}{h} \right) \right) - 1.84 \right] \quad (4-5)$$

$$P_{xy} = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left\{ F \left( \frac{L}{2b} \right) + \frac{1}{2} \left[ F \left( \frac{4y_{mid} + L}{2b} \right) - F \left( \frac{4y_{mid} - L}{2b} \right) \right] \right\} \quad (4-6)$$

Donde:

$$y_{mid} = \frac{y_1 + y_2}{2}$$

Es el punto medio del pozo

Para evaluar las funciones F(x) donde  $x = \frac{L}{2b}, \frac{4y+L}{2b}, \frac{4y_{mid}-L}{2b}$ , se utiliza las siguientes funciones:

$$F(x) = -x(0.145 + \ln(x) - 0.137x^2), \text{ si } x = \frac{L}{2b} \text{ y para } \frac{4y_{mid}+L}{2b} \text{ y } \frac{4y_{mid}-L}{2b} < 1.0$$

$$F(x) = (2-x)(0.145 + \ln 2 - (x) - 0.137(2-x)^2), \text{ y para } \frac{4y_{mid}+L}{2b} \text{ y } \frac{4y_{mid}-L}{2b} > 1.0$$

$$\text{Si } \frac{b}{\sqrt{k_y}} > \frac{4}{3} \frac{a}{\sqrt{k_x}} \gg \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

$$S_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy}$$

Donde:

$P_{xyz}$  = Componente del grado de penetración xyz

$P_y$  = Componente del grado de penetración en el eje y

$P_{xy}$  = Componente del grado de penetración en el plano xy

$P_{xyz}$  = Igual que en el caso 1

$$P_y = \frac{6.28b^2 \sqrt{k_x k_z}}{ah k_y} \left[ \left( \frac{1}{3} - \frac{y_{mid}}{b} + \frac{y_{mid}^2}{b^2} \right) + \frac{L}{24b} \left( \frac{L}{b} - 3 \right) \right] \quad (4-7)$$

$$P_{xyz} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left( \frac{6.28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) \left( \frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \frac{x_0^2}{a^2} \right) \quad (4-8)$$

bajo la condición de  $\min(x_0, a - x_0) \geq \frac{1}{4}a$

La ecuación que Babu & Odeh establecieron para determinar el comportamiento de los pozos horizontales es la siguiente:

$$q = \frac{b\sqrt{k_x k_z}(P_{ws} - P_{wf})}{142.2B_o\mu_o \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right]} \quad (4-9)$$

La cual expresada en términos de caída de presión queda de la siguiente manera:

$$\Delta p_{s=0} = \frac{142.2B_o\mu_o \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right]}{b\sqrt{k_x k_z}} \quad (4-10)$$

Sabemos que la caída de presión por daño utilizando la definición adimensional del daño, en unidades de campo es:

$$s = \frac{kh}{141.2qB_o\mu_o} \Delta p_s, \text{ Despejando la caída de presión se obtiene:}$$

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB_o\mu_o s}{kh} \quad (4-11)$$

Para el caso de un pozo horizontal la permeabilidad se define como la promedio y la altura será la sección horizontal del pozo, que será la longitud expuesta al daño, por lo que la ecuación anterior será la siguiente:

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB_o\mu_o s}{\sqrt{k_x k_z} L} \quad (4-12)$$

La caída de presión total será:

$$\Delta p_{total} = \Delta p_{s=0} + \Delta p_s$$

Sustituyendo:

$$\Delta p_{s=0} = \frac{142.2B_o\mu_o \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right]}{b\sqrt{k_x k_z}} + \frac{141.2qB_o\mu_o s}{\sqrt{k_x k_z} L} \quad (4-13)$$

Multiplicando el primer término de la derecha por (L/L) y el segundo término por (b/b).

$$\Delta p_{s=0} = \frac{142.2B_o\mu_oL \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right]}{b\sqrt{k_x k_z L}} + \frac{141.2qB_o\mu_o sb}{b\sqrt{k_x k_z L}} \quad (4-14)$$

Ordenando:

$$\Delta p_{s=0} = \frac{142.2B_o\mu_oL \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right] + 141.2qB_o\mu_o sb}{b\sqrt{k_x k_z L}} \quad (4-15)$$

Factorizando:

$$\Delta p_{total} = \frac{141.2qB_o\mu_o}{b\sqrt{k_x k_z L}} \left[ L \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right] + sb \right] \quad (4-16)$$

Reordenando a L:

$$\Delta p_{total} = \frac{141.2qB_o\mu_o}{b\sqrt{k_x k_z L}} \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R + \left(\frac{b}{L}\right)s \right] \quad (4-17)$$

Despejando el gasto  $q$ :

$$q = \frac{b\sqrt{k_x k_z}(P_{ws} - P_{wf})}{142.2B_o\mu_o \left[ \ln\left(\frac{A^2}{r_w}\right) + \ln C_H - 0.75 + S_R + \left(\frac{b}{L}\right)s \right]} \quad (4-18)$$

- Método de Kuchuk et al.

Kuchuk et al usaron una solución aproximada de conductividad infinita en donde la presión constante del pozo se obtiene al promediar los valores de presión de la solución de flujo uniforme a lo largo del pozo. La ecuación de productividad se expresa como:

$$J_h = \frac{\frac{k_h h}{(70.6 \mu_o)}}{F + \frac{h}{0.5L} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} s_x} \quad (4-19)$$

F es una función adimensional y depende de  $y_w/(2y_e)$ ,  $x_w/(2x_e)$ ,  $L/(4x_e)$  y  $(y_e/x_e)\sqrt{k_x/k_y}$ . La  $s_x$  se calcula usando la siguiente ecuación:

$$s_x = \ln \left[ \left( \frac{\pi r_w}{h} \right) \left( 1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_y}} \right) \operatorname{sen} \left( \frac{\pi Z_w}{h} \right) \right] - \sqrt{\frac{k_h}{k_v} \left( \frac{2h}{L} \right)} \left[ \frac{1}{3} - \left( \frac{Z_w}{h} \right) + \left( \frac{Z_w}{h} \right)^2 \right] \quad (4-20)$$

Es importante hacer notar que la ecuación 4-20 no tiene el término del factor volumétrico de aceite, por lo tanto, para obtener la productividad a condiciones de superficie se debe añadir el término  $B_o$ .

## **CAPÍTULO 5. CAÍDAS DE PRESIÓN A TRAVÉS DEL POZO HORIZONTAL.**

### **5.1 Introducción.**

En un pozo horizontal se puede incrementar la longitud de éste para que del mismo modo el contacto con el yacimiento sea mayor. Sin embargo, la resistencia al flujo incrementa al mismo tiempo en el pozo, lo cual tiene un efecto negativo en la productividad del pozo. El comportamiento general de un pozo horizontal depende en el balance de estos dos factores.

Desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, un pozo horizontal es considerado una fractura de conductividad infinita, esto quiere decir que la presión a lo largo de la sección horizontal del pozo es muy pequeña y despreciable. En la práctica es necesaria cierta caída de presión desde la punta hasta el talón en el pozo horizontal para mantener el flujo de fluidos dentro del pozo. En consecuencia el talón tendrá una presión menor que la de la punta. Sin embargo, desde el punto de vista ingenieril, las preguntas que deben ser abordadas son: ¿Cuál es la caída de presión esperada a lo largo de la longitud del pozo? y ¿Cuál es la magnitud de la caída de presión dentro del pozo comparada con la caída de presión desde el yacimiento hasta el pozo? Si la caída de presión dentro de la sección horizontal del pozo es muy pequeña comparada con la caída de presión desde el yacimiento hasta el pozo, para efectos prácticos, el pozo horizontal puede ser considerado como un pozo de conductividad infinita, es decir, un pozo a presión constante. Por el contrario, si la caída de presión a través del agujero del pozo es significativa al compararla con la caída de presión en el yacimiento, entonces, la caída de presión en el yacimiento a través del pozo cambiaría y de este modo la producción a lo largo del pozo también cambiaría. Para calcular los cambios en la producción a lo largo del pozo, se debe resolver simultáneamente las ecuaciones que representan la caída de presión a lo largo de la tubería con ecuaciones de flujo en el yacimiento como se muestra en la figura 5.1.

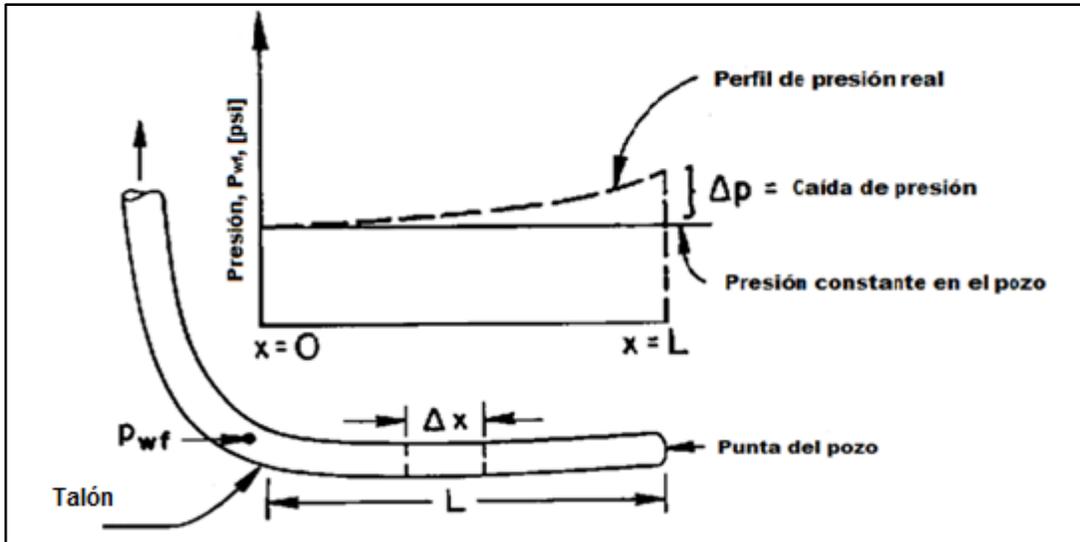


Figura 5.1 Diagrama de pérdida de presión a lo largo de la sección horizontal<sup>6</sup>.

En general las caídas de presión a lo largo del pozo son muy pequeñas y pueden ser ignoradas. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, como las que se dan cuando se tiene un gasto elevado de aceite ligero o flujo de crudos viscosos, es posible tener caídas de presión más grandes en el pozo. La figura 5.2 muestra un esquema de la pérdidas de presión y la relación de flujo entre el yacimiento y la tubería.

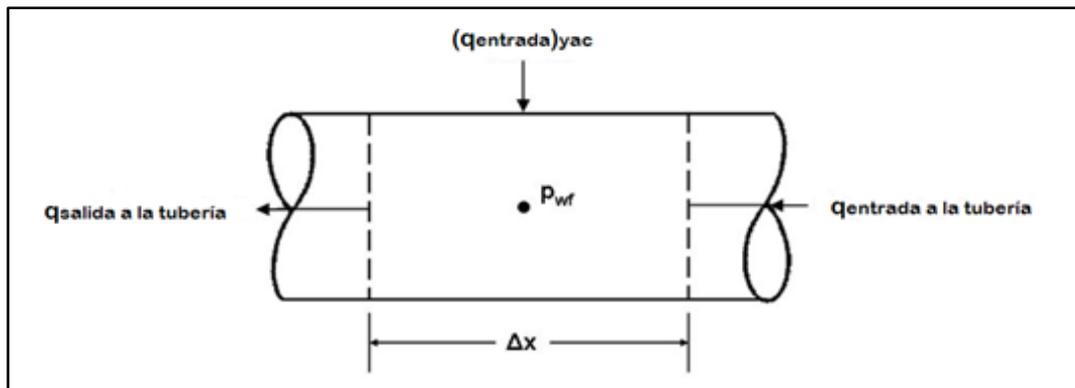


Figura 5.2 Diagrama de pérdida de presión y relación de flujo entre el yacimiento y la tubería<sup>6</sup>.

En la práctica es importante estimar la caída de presión a lo largo del pozo, esta caída puede tener un impacto significativo en el comportamiento de la producción del pozo.

## 5.2 Soluciones para minimizar las altas caídas de presión en el pozo.

Se pueden tomar diferentes pasos para minimizar las caídas de presión a través del pozo.

1. Las altas caídas de presión se presentan debido al flujo turbulento en el pozo. Para minimizar la caída de presión en el agujero es deseable tener un flujo laminar a través de éste o por lo menos tener las velocidades mínimas de flujo posibles. Una manera para lograr esto es perforar con el mayor diámetro del pozo posible.

Por ejemplo, en el caso de un pozo de radio medio, se puede perforar un agujero tan pequeño como de 4 ½ pulgadas o tan grande como de 9 7/8 pulgadas. En el caso de un pozo de radio largo se puede perforar incluso un agujero de 12 ¼ pulgadas. Después de elegir el mayor tamaño posible de agujero se puede elegir también el mayor tamaño posible de liner que pueden ser insertados de manera segura en el agujero. Para un gasto dado, si se incrementa el diámetro del pozo al doble, la caída de presión puede reducirse hasta 32 veces. Esto es porque, por lo menos para flujo de una fase, la caída de presión es inversamente proporcional al diámetro elevado a la quinta potencia.

2. La caída de presión a lo largo de la sección horizontal del pozo puede ser minimizada al controlar el gasto del fluido producido a lo largo del pozo. Lo anterior puede ser logrado manipulando el área de entrada del fluido hacia el agujero. Si el pozo será terminado usado un liner ranurado, se puede variar el tamaño de las ranuras para minimizar la caída de presión a lo largo del pozo. En el caso de los agujeros cementados se puede cambiar la densidad de disparo, así como la longitud del intervalo disparado para minimizar la caída de presión a lo largo del pozo.
3. En una formación de alta permeabilidad en donde la caída de presión a través del agujero horizontal es comparable a la caída de presión del yacimiento, es probable que se tenga que hacer una terminación con empaque de grava. En tales casos, si el pozo es terminado con un liner ranurado, entonces los puntos

de entrada al agujero, es decir, las ranuras, deben estar ubicadas lo más lejos posible. Esto dejará que el empaque de grava actúe como un “estrangulador” para cada ranura y facilitará el mantenimiento de caídas de presión mínimas a lo largo del pozo.

Es por esto que si la caída de presión en el agujero es excesiva, puede ser diseñado un plan de terminación para minimizar la caída de presión en el agujero. Por consiguiente, antes de finalizar la perforación del pozo horizontal y los planes de terminación vale la pena calcular la caída de presión.

### 5.3 Caída de presión a través del pozo horizontal.

Se puede suponer que un agujero horizontal puede ser representado como una tubería horizontal. La ecuación para calcular la caída de presión en una tubería se puede escribir usando las leyes de la conservación, masa, momento y energía:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{gravedad}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{fricción}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{aceleración}} \quad (5-1)$$

Donde dp representa la caída de presión y dL representa el incremento en la longitud. Más aún, si suponemos que los términos de gravedad y aceleración son despreciables en una sección horizontal de tubería y que el flujo está completamente desarrollado, la ecuación quedaría así:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{fricción}} = -\frac{f_m \rho v^2}{2g_c d} \quad (5-2)$$

Donde

$f_m$  = Factor de fricción, adimensional

$\rho$  = Densidad del fluido, lb<sub>m</sub>/ft<sup>3</sup>

$v$  = Velocidad del fluido, ft/seg

$g_c$  = Constante gravitacional, 32.2 lb<sub>m</sub>-ft/(seg<sup>2</sup>-lb<sub>f</sub>)

$d$  = Diámetro de la tubería, ft

$L$  = Longitud del pozo, ft

Además del diámetro de la tubería o el liner, el segundo parámetro con más importancia en la ecuación es el factor de fricción  $f_m$ . Los factores de fricción adimensionales para tuberías circulares se muestran en las gráficas. Estas gráficas muestran que el factor de fricción depende del régimen de flujo, esto es, de que el flujo sea laminar o turbulento. Las gráficas también muestran que en el flujo turbulento el factor de fricción depende de gran manera de la rugosidad de la tubería. Para el flujo a través de una tubería circular el flujo laminar ocurre cuando el número de Reynolds es menor a 2300.

Para flujo laminar:  $R_e < 2300$

Para flujo turbulento:  $R_e > 4000$

Para la región de transición:  $2300 < R_e < 4000$

Donde

$$R_e = \text{número de Reynolds} = \frac{\rho d v}{\mu}$$

El número de Reynolds es un número adimensional que representa la relación de la inercia y las fuerzas viscosas. En unidades de campo la ecuación puede ser reescrita como:

$$R_e = \frac{1.48 \rho q}{\mu d} \quad (5-3)$$

Donde

$\rho$  = Densidad de fluido, lb/ft<sup>3</sup>

$q$  = Gasto, bpd

$\mu$  = Viscosidad, cp

$d$  = Diámetro interno de la tubería, pg

Es posible calcular el número de Reynolds usando la ecuación anterior y después usar el diagrama de Moody, que se muestra en la figura 5.3, para calcular el factor de fricción.

El factor de fricción calculado puede ser sustituido en la ecuación para calcular la caída de presión de flujo monofásico a través del agujero horizontal. También se puede calcular el factor de fricción, sin usar las gráficas, con las siguientes ecuaciones:

Para flujo laminar:

$$f_m = \frac{64}{Re}, \text{ para } Re < 2300 \quad (5-4)$$

Para flujo laminar:

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

$$f_m = \left\{ 1.14 - 2 \log \left[ \left( \frac{\varepsilon}{d} \right) + 21.25 Re^{-0.9} \right] \right\}^{-2} \quad (5-5)$$

Existen varias correlaciones para flujo turbulento en la literatura. La ecuación anterior es sugerida por Jain.

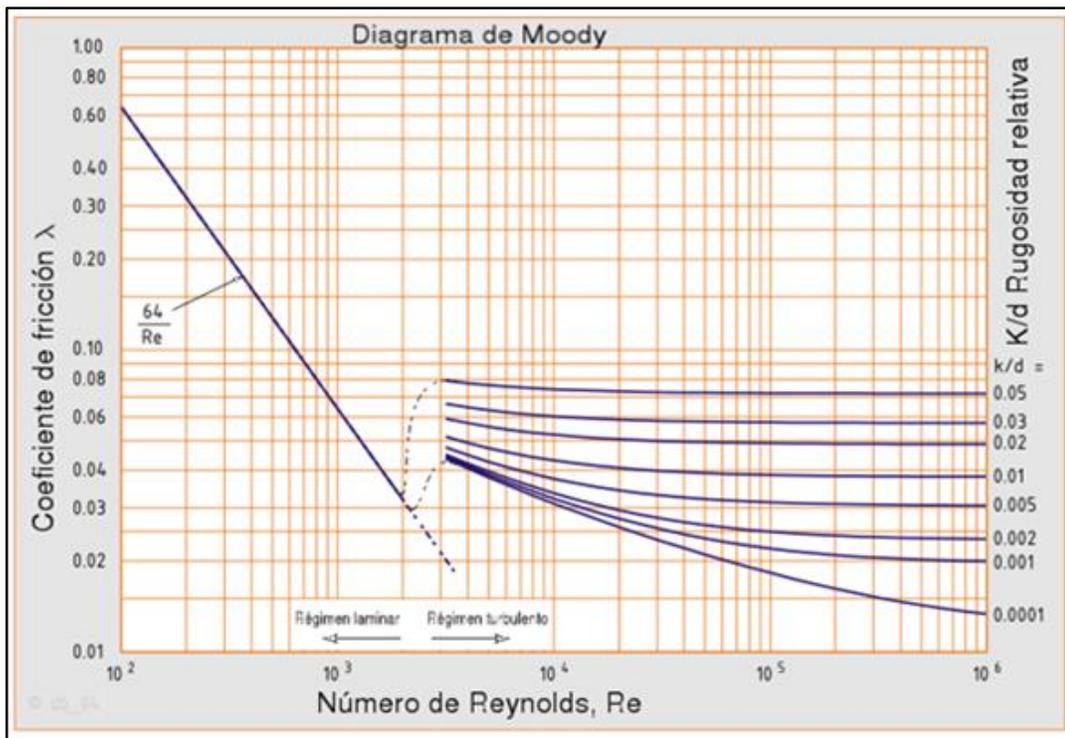


Figura 5.3 Diagrama de Moody.

En la figura 5.4 se muestran las rugosidades relativas correspondientes al diámetro equivalente.

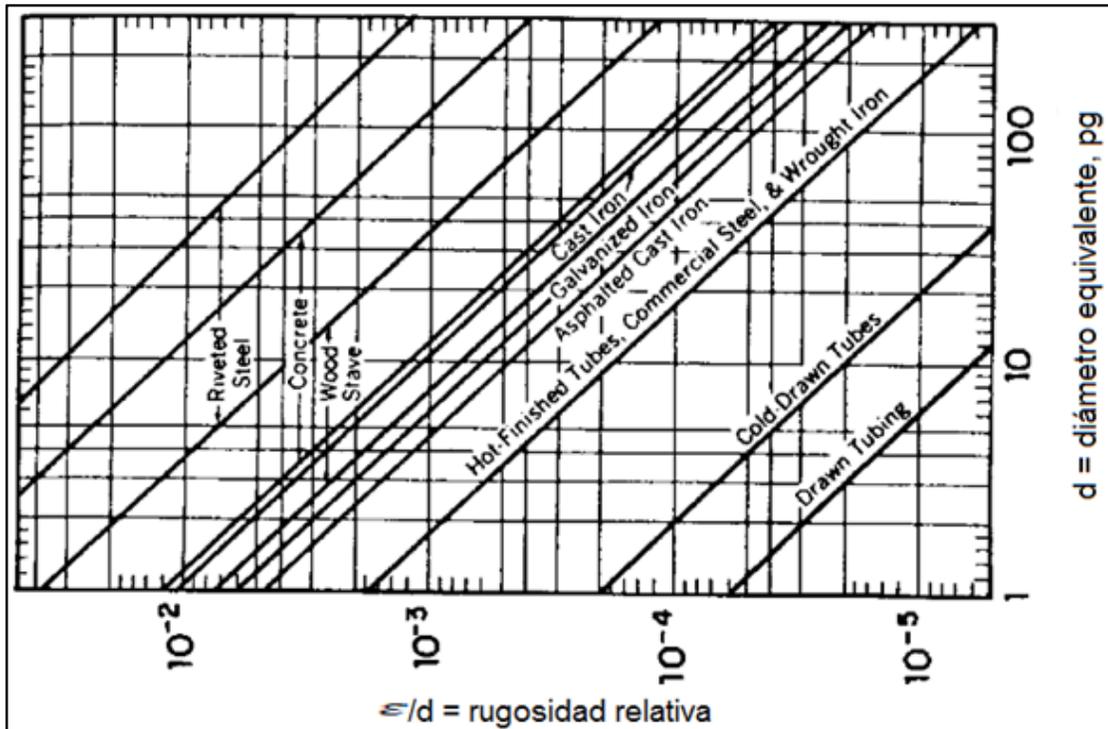


Figura 5.4 Rugosidad relativa para varias superficies de tuberías<sup>10</sup>.

Es importante hacer notar que los factores de fricción de Moody son para flujo completamente desarrollado, esto es, se asume que el perfil de velocidad del fluido se encuentra estabilizado y no cambia mientras el fluido viaja a través de la tubería. En el flujo laminar la longitud  $x$  de la tubería requerida para estabilizar el perfil de velocidad es proporcional al diámetro de la tubería y al número de Reynolds y está dado por:

$$x = 0.0565d(Re) \quad (5-6)$$

En un pozo horizontal el fluido puede entrar al agujero del pozo en varios lugares a lo largo del pozo. Por ejemplo, como se muestra en la figura 5.4, en un pozo cementado y disparado el aceite puede entrar en una sección disparada  $D$  en el agujero. La siguiente entrada del fluido hacia el agujero será en el siguiente conjunto de disparos, por ejemplo, en la sección  $C$ . La distancia entre el conjunto de disparos  $D$  y el  $C$  puede no ser suficiente para alcanzar el perfil de velocidad estabilizado. La sección no estabilizada es llamada flujo de entrada o flujo en desarrollo.

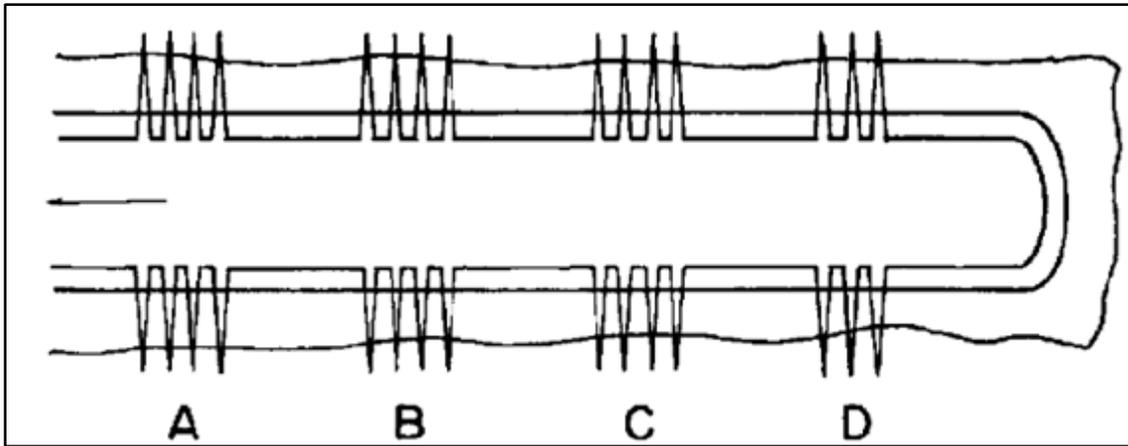


Figura 5.4 Esquema de disparos en una tubería cementada<sup>10</sup>.

#### 5.4 Metodología para obtener la caída de presión en la sección horizontal del pozo.

Un parámetro importante es la caída de presión por fricción a través de la sección curvada del pozo, esto es, la sección en donde el pozo cambia de dirección vertical a horizontal. Joshi y Shah han revisado la literatura para comparar varios métodos para calcular factores de fricción en codos y curvas. Sus resultados muestran que si  $2R/d > 50$ , donde  $R$  = radio de curvatura y  $d$  = diámetro de tubería, entonces la caída de presión a través de un codo es casi igual a la caída de presión a través de una tubería recta, con una longitud de la tubería igual a la distancia a lo largo de la curva. Por lo tanto, se puede concluir que para pozos horizontales de radio corto, mediano y largo la influencia de la curvatura en la caída de presión es despreciable. Por esto, el cálculo de la caída de presión en la sección curvada del pozo se puede dividir en varios segmentos de tubería recta con cada segmento teniendo un ángulo diferente con el eje vertical.

Para determinar las pérdidas de presión por fricción a lo largo de la sección horizontal se hace uso de la ecuación general:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[ \frac{f q_l^2 (\rho 5.615)^2}{2.9652 \times 10^{11} D^5 \rho} \right] \quad (5-7)$$

$f$  = factor de fricción, [adim]

$q$  = gasto de aceite, [Bpd]

$\rho = \text{densidad, [lb/ft}^3\text{]}$

$D = \text{diámetro de la tubería, [in]}$

$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \text{gradiente de pérdidas de presión, [psi/ft]}$

De donde debe ser evaluado el factor de fricción mediante el uso de la definición del número de Reynolds y la utilización del diagrama de Moody o la expresión matemática que define dicho programa:

Número de Reynolds: 
$$N_{re} = \frac{1.48q\rho}{D\mu} \quad (5-8)$$

$N_{re} = \text{Número de Reynolds, [adim]}$

$q = \text{gasto de aceite, [Bpd]}$

$\rho = \text{densidad, [lb/ft}^3\text{]}$

$D = \text{diámetro de la tubería, [in]}$

$\mu = \text{viscosidad, [cP]}$

Factor de fricción:

$$\left(\frac{1}{f}\right)^{0.5} = -2 \cdot \log \left[ \frac{\varepsilon}{3.7065 \cdot D} - \frac{5.0452}{N_{re}} \log \left[ \frac{\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{re}}\right)^{.8981} \right] \right] \quad (5-9)$$

$f = \text{factor de fricción, [adim]}$

$N_{re} = \text{Número de Reynolds, [adim]}$

$\varepsilon = \text{rugosidad}$

$D = \text{diámetro de la tubería, [in]}$

Para evaluar estas caídas de presión por fricción, se lleva a cabo un proceso de análisis a fin de evaluar dicho efecto mediante un sistema de superposición de efectos. El proceso consta de los siguientes pasos:

Se divide la sección horizontal en las  $n$  secciones deseadas

Se establece la longitud de las secciones deseadas en las que fue dividida la sección horizontal

$$dL = \frac{L}{n}$$

Se evalúan los gastos máximos de cada una de las  $n$  secciones horizontales resultantes de la división anterior, considerando su ubicación geométrica que tendrá cada una de ellas dentro del cubo de drene de Babu & Odeh.

$$q_{max} = \frac{b\sqrt{k_x k_z} p_{ws}}{141.2 B_o \mu_o \left[ \ln \left( \frac{A^2}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + S_R + \left( \frac{b}{L} \right) s \right]} \quad (5-10)$$

Estos gastos se asignan como los gastos máximos sin considerar efectos de fricción;  $q_{max \text{ sin fricción } (i)}$ , para cada una de las secciones divididas.

Se realiza un primer cálculo de los gastos máximos efectivos de cada sección los cuales resultan de restar al  $q_{max \text{ sin fricción } (i)}$  la pérdida de producción por efectos de pérdidas de presión por fricción:

Se calcula el índice de aportación unitaria para cada sección:

$$J_{sf(i)} = \frac{q_{max \text{ sin fricción } (i)}}{p_{ws} \cdot dL_i} \quad (5-11)$$

Se calcula el número de Reynolds con la ecuación 5-8 y el factor de fricción con la 5-9. Enseguida, se calcula el gradiente de pérdidas de presión por fricción con la ecuación 5-7.

Se calculan las pérdidas de presión por fricción para la sección en análisis:

$$\Delta p_{f(i)} = \left( \frac{\Delta p}{\Delta h} \right)_i \cdot dL_i \quad (5-12)$$

Se calcula el gasto máximo efectivo al considerar las pérdidas de presión por fricción:

$$q_{\max \text{ efectivo}(i)} = J_{sf(i)} \cdot dL_i \cdot (p_{ws} - \Delta p_{f(i)}) \quad (5-13)$$

Una vez realizado lo anterior, se toman los  $q_{\max \text{ efectivo}(i)}$  como valores iniciales para realizar un proceso iterativo el cual consiste en lo siguiente, se toma el valor de  $q_{\max \text{ efectivo}(i)}$  para la sección de la punta y se afecta nuevamente calculando las pérdidas de presión por fricción.

Se asignan los valores de  $q_{\max \text{ efectivo}(i)}$  a una variable llamada  $q_{\max \text{ real}(i)}$  y se calcula un nuevo valor del gasto máximo efectivo (afectado por las pérdidas de presión por fricción)

Se realiza una comparación entre  $q_{\max \text{ real}(i)}$  y  $q_{\max \text{ efectivo}(i)}$ , si su diferencia entra dentro de un rango de tolerancia establecida (+/- 10 bpd), entonces termina el proceso iterativo, en caso contrario se vuelve a repetir el cálculo asignando  $q_{\max \text{ real}(i)} = q_{\max \text{ efectivo}(i)}$  para el nuevo cálculo.

Para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción de la siguiente sección, se debe considerar que el gasto que pasará por dicha sección es la que potencialmente puede aportar la sección más la producción efectiva calculada de la sección anterior, por lo tanto se realiza:

$$q_{\max \text{ real}(i)} = q_{\max \text{ real}(i)} + q_{\max \text{ efectivo}(i-1)} \quad (5-14)$$

Se calcula un nuevo valor del gasto máximo efectivo (afectado por las pérdidas de presión por fricción)

Se realiza la comparación entre  $q_{\max \text{ real}(i)}$  y  $q_{\max \text{ efectivo}(i)}$  para definir el paso donde se para la iteración.

Se repite el proceso hasta llegar a la sección del talón en la cual se determina el gasto máximo que se puede obtener del pozo considerando las pérdidas de presión por fricción en toda la sección horizontal, al aplicar por última vez la ecuación 5-13:

Finalmente se obtiene el gasto máximo real del pozo, afectado por el gas en solución:

$$q_{max} = \frac{q_{max\text{efectivo}(talón)}}{1.8} \quad (5-15)$$

### **5.5 Caída de presión a través de un pozo horizontal con flujo multifásico.**

En la práctica un pozo horizontal producirá más de una fase, por ejemplo, puede producir aceite, agua y gas. Para calcular la caída de presión se puede suponer que un pozo horizontal puede ser representado como una tubería horizontal. Esto permite el uso de varias correlaciones de flujo multifásico que se encuentran disponibles en la literatura. Estas ecuaciones son más complejas que las de una fase debido a las velocidades de deslizamiento entre las fases.

En general, para las mismas condiciones de flujo y longitudes de tubería las diferentes correlaciones de flujo multifásico no nos arrojan resultados iguales de caídas de presión. El problema es bastante común aun con correlaciones de pozos verticales. La mejor forma de solucionar este inconveniente es medir la caída de presión en un pozo y compararla con varias correlaciones de flujo multifásico para de esta forma ver cuál es la correlación que más se acerca a las condiciones reales. Sin embargo, es difícil insertar sensores de presión en los dos extremos de un pozo horizontal y calibrar los datos. Es recomendable que se usen varias correlaciones de dos fases para estimar la caída de presión en el pozo y tomar el promedio de todos los resultados menos el valor más alto y el más bajo.

La caída de presión en un pozo horizontal depende del perfil de entrada. La mayor parte de los cálculos de una sola fase suponen que todo el fluido entra en un extremo del pozo horizontal. Esto, por supuesto, resultaría en un límite mayor en la caída de presión esperada. El otro perfil de entrada son los perfiles de flujo uniforme, lo cuales suponen la misma cantidad de fluido de entrada por unidad de longitud de un pozo horizontal. Como se muestra en la figura 5.5 dependiendo de la condición de frontera del pozo, ya sea de conductividad infinita o de flujo uniforme, se podría tener diferentes perfiles de flujo para el fluido que entra al agujero. Más aún, son posibles otros perfiles de entrada

de fluido dependiendo de las heterogeneidades del yacimiento a lo largo del pozo y la caída de presión debido a la fricción en la tubería.

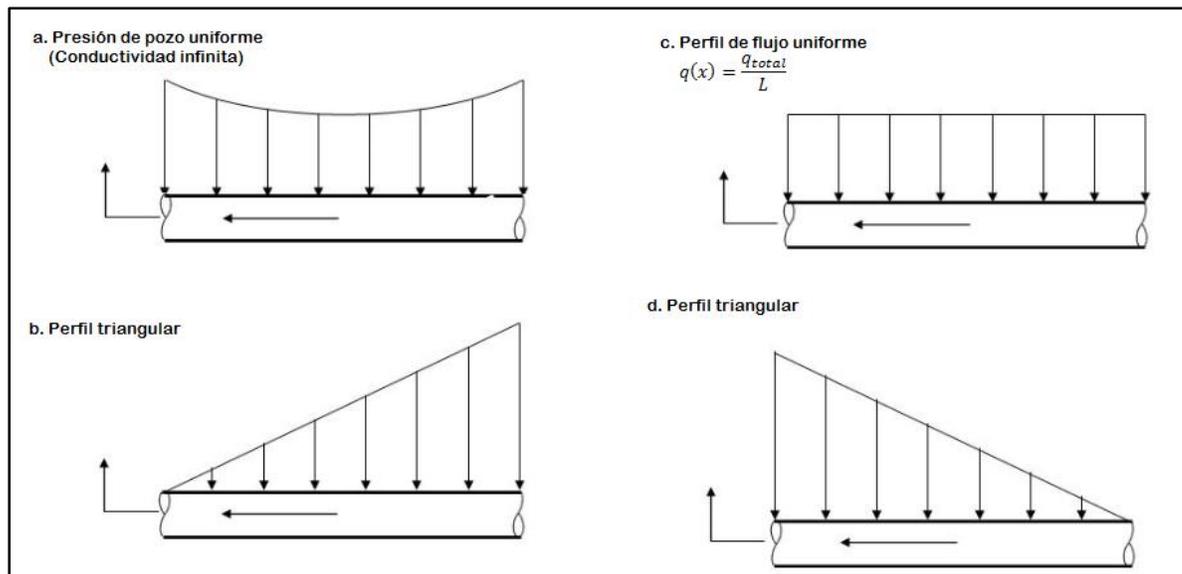


Figura 5.5 Perfiles de flujo<sup>10</sup>.

## CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN CANTARELL.

### 6.1 Ubicación de Cantarell.

El Activo Integral Cantarell pertenece a la Región Marina Noreste. Se encuentra ubicado en la plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 75 km al noreste de ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua entre 35 y 50 metros. Los campos que forman parte del Activo Integral Cantarell son Akal, Chac, Ixtoc, Kambesah, Kutz, Nohoch, Sihil y Takin, que ocupan un área de 162 km<sup>2</sup>. (Figura 6.1).



Figura 6.1 Ubicación del Activo Integral Cantarell<sup>3</sup>.

## **6.2 Historia del Activo Integral Cantarell.**

En el año de 1949 se realizaron los primeros trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco, de 1969 a 1970, se efectuó un levantamiento sísmico de reflexión en esa área, que conjuntamente con los trabajos de magnetometría y gravimetría, sugirieron la existencia de una cuenca sedimentaria en lo que hoy se conoce como la Sonda de Campeche.

Con la información geológica y geofísica obtenida de los pozos perforados en la Península de Yucatán, norte de Campeche y los del área continental de Chiapas-Tabasco, se inició la elaboración de planos paleográficos del Jurásico y Cretácico, los cuales indicaron condiciones estructurales y sedimentológicas similares entre la Sonda de Campeche y el Área de Chiapas-Tabasco. Adicionalmente, se tenía la evidencia de presencia de manifestaciones superficiales de hidrocarburos en el mar desde 1971, a una distancia de 70 km de Ciudad del Carmen, Campeche, por lo que diversos trabajos exploratorios fueron implementados, incluyendo la realización de actividades geológicas e interpretaciones sísmicas, con preferencia en rocas mesozoicas de la parte continental de los estados de Tabasco, Campeche y Chiapas.

En la porción marina se reconocieron treinta estructuras con cierre estructural favorable para la acumulación de hidrocarburos; de las estructuras interpretadas destacaban las del Activo Integral Cantarell, que fue perforada en el año de 1975. El pozo exploratorio Chac-1, confirmó la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, produciendo aceite y gas en dolomías clásticas, brechas del Paleoceno inferior y Cretácico Superior; su producción inicial diaria de aceite fue de 952 barriles. Este descubrimiento produjo el incremento de los trabajos geológicos, procesando e interpretando información sísmica, así como la adquisición de información sísmica en 1979.

Con la perforación de los primeros pozos exploratorios, la toma de registros geofísicos, los datos paleontológicos y el análisis litológico, se comenzó a conocer la secuencia estratigráfica y con esto, se inició la definición geológica y petrofísica de los diferentes yacimientos. Asimismo, otros trabajos más específicos realizados a partir de estudios petrográficos, geoquímicos, análisis de muestras de canal y núcleos fueron

determinando el valor del contenido orgánico y el grado de madurez de la roca generadora.

Con la elaboración de secciones geológicas estructurales y los mapas correspondientes, así como con el apoyo de diferentes actividades geológicas de evaluación regional y de detalle se definieron los sistemas de depósito y su evolución geológica, además de obtener una mejor caracterización de los yacimientos. Posteriormente a la perforación del pozo Chac-1, se perforó en 1977 el pozo exploratorio Cantarell-1 (Akal-1) en el llamado bloque de Akal, resultando productor de aceite y gas en brechas del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. Esta perforación fue seguida de los pozos exploratorios Cantarell-2011 (Nohoch-1) y Cantarell-2095 (Nohoch-2), descubriendo hidrocarburos en la estructura de Nohoch.

**Tabla 6.1** Condiciones originales de Cantarell<sup>8</sup>.

	Cantarell
Pozo descubridor	Chac 1
Inicio de explotación	1979
Densidad de crudo (API)	20 a 22
Producción de aceite (mbd)	52
Reservas originales 3P (mmbpce)	20,617
Espesores roca impregnada (m)	140 hasta 900

Con los resultados obtenidos, se incrementó la perforación exploratoria en el área, siendo los pozos Akal-1, Akal-2, Akal-3, Akal-501, Akal-601, Akal-701, Akal-801, Akal-1501, Chac-2, Cantarell-1621, Ich-1, Cantarell-2207, Cantarell-2239 y Cantarell-91, los que aportaron información adicional para evaluar el potencial petrolero del Activo, que una vez conocido originó en 1979, la etapa de desarrollo y explotación del mismo.

En 1981 ya se habían perforado 40 pozos alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del Activo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios. La estrategia de

producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite.

En 1996 se llevó a cabo un nuevo estudio sismológico tridimensional cuyos resultados ofrecieron perspectivas más precisas sobre el potencial de este campo, a partir de dichos modelos examinaron planes alternativos de desarrollo a largo plazo, con objeto de seleccionar el más rentable. Éste fue complementado con un plan de corto plazo que permitió eliminar cuellos de botella en la infraestructura de superficie, aumentar la confiabilidad de la operación y aprovechar mejor el gas natural producido.

Al inicio de 1999 las reservas probadas y probables de hidrocarburos se estimaron en 13 mil millones de barriles.

En forma natural, la explotación del campo Cantarell durante 19 años redujo la presión en el yacimiento. Ésta cayó a casi 60% de su valor original.

De 1979 a 1995, la presión en el plano de referencia disminuyó un 55%, mientras que la producción se mantuvo en promedio por arriba de un millón de barriles por día.

Para contrarrestar este proceso fue necesario suministrar energía al yacimiento, inyectándole fluidos, ello permitió incrementar la proporción de los hidrocarburos que se recuperan del subsuelo, lo que equivale a incrementar la producción del campo; también aceleró el ritmo de extracción. Una vez tomada la decisión de mantener la presión del yacimiento, se evaluó, en términos técnicos y económicos, la inyección de fluidos alternativos, primero se optó por agua y algún gas. El uso de agua fue descartado pues no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como Cantarell e implica un mayor riesgo debido a su tendencia a canalizarse a través de las fracturas, sin desplazar el aceite contenido en la roca. Definida la conveniencia de inyectar gas, Pemex analizó diversas opciones, que finalmente se redujeron a la elección entre gas natural y nitrógeno. Ésta se hizo en función de las características petrofísicas de Cantarell y las condiciones económicas que enmarcan su desarrollo. El objetivo fue maximizar el valor económico del yacimiento, por lo que se examinaron múltiples escenarios de largo plazo que consideraron diferentes niveles de inyección de fluidos, ritmos de producción de petróleo y volúmenes de recuperación final de hidrocarburos.

Después de realizar extensos estudios de laboratorio, trabajos de simulación del comportamiento del yacimiento apoyados en modelos avanzados del mismo y una

evaluación económica rigurosa, se concluyó que la inyección de nitrógeno era la mejor opción técnica y la de menor costo, se constató que se trata de un método limpio y seguro. Los estudios fueron realizados por Pemex, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto Francés del Petróleo, así como otros laboratorios en México y en el extranjero. Se consultaron especialistas, y de la misma manera, se contó con información directa de otros campos en explotación donde se inyecta nitrógeno, en particular, los campos Yates y Hawkins en Estados Unidos. De acuerdo con los pronósticos de producción, para mantener la presión fue necesario inyectar mil 200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno a Cantarell para evitar que siguiera cayendo la presión del yacimiento. Pemex contrató el suministro de nitrógeno a boca de pozo, por un plazo de 15 años, a un precio nominal promedio de 36 centavos de dólar por millar de pies cúbicos<sup>8</sup>. Además, a este precio se le tendría que agregar el costo de la compresión y transporte del gas al yacimiento; por otra parte, el uso de gas natural en estas magnitudes crearía un fuerte desequilibrio en el mercado nacional de gas natural.

Una vez definido el método de mantenimiento de presión del yacimiento se procedió a diseñar programas de perforación de pozos de desarrollo y de la infraestructura costa afuera necesaria para producir, procesar, manejar y transportar el petróleo y gas natural adicional que se obtendría en Cantarell.

El proyecto de mantenimiento de presión aprobado en 1997 que incluye la inyección de 1,200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno y la perforación de 190 pozos, permitió incrementar la producción de aceite de 1.082 millones de barriles por día en 1996 a 2.032 millones en 2005.

### **6.3 Campo Akal.**

El yacimiento Akal es el más importante del Complejo Cantarell con un volumen original probado de aceite de 30,565.5 millones de barriles y una producción acumulada, al 1 de enero del 2012, de 12,633.2 MMB, con un factor de recuperación de 46.5%.

La estructura Akal es un anticlinal asimétrico alargado con numerosas fallas, orientado en dirección noroeste a sureste con buzamiento suave hacia el sur y pronunciado al norte y noreste, cuyos ejes tienen dimensiones de aproximadamente 14 x 12 km. Esta

limitado al oeste por una falla normal y al norte y noreste por una falla inversa. Hacia el sureste, se encuentra un cuerpo salino con una conformación irregular y de profundidad variable, que llega a romper y penetrar hasta sedimentos del terciario.

El yacimiento Akal está constituido por carbonatos fracturados con presencia de cavernas; la roca almacenadora está constituida por una brecha dolomitizada correspondiente al Paleoceno-Cretácico Superior, calizas dolomitizadas del Cretácico Medio e Inferior. Tanto el jurásico Superior Oxfordiano como el Kimmeridgiano y el Tithoniano presentan características petrofísicas pobres.

Debido a las características del campo, se han identificado seis bloques principales, los cuales han evolucionado de manera particular. (Figura 6.2).

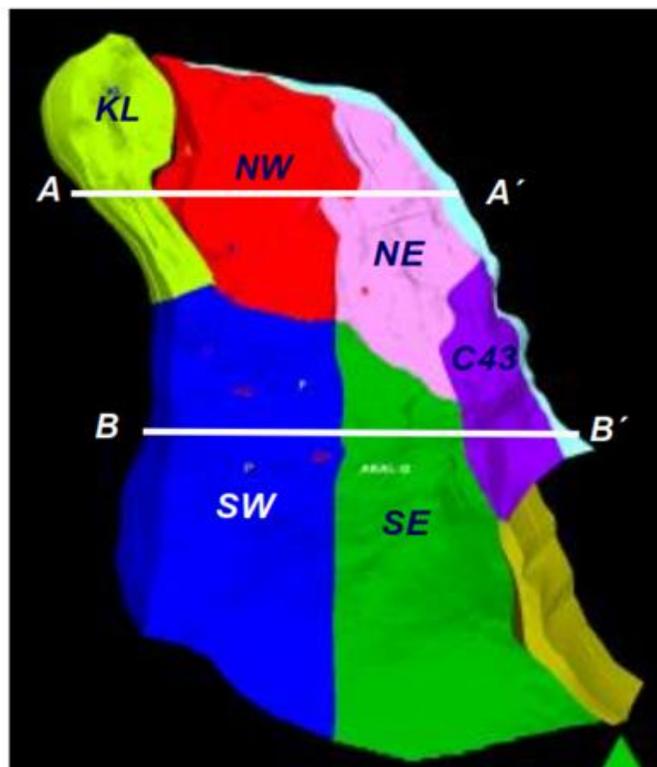


Figura 6.2 Mapa de bloques de Akal<sup>3</sup>.

Bajo las condiciones actuales de explotación del campo Akal, la columna de aceite está delimitada por la presencia de un casquete de gas en la cima y de un acuífero asociado en la base. En la tabla 6.2 se muestra el avance del contacto gas-aceite, CGA. También se muestra el espesor de la columna de aceite y las variaciones que éste ha tenido en los últimos años.

**Tabla 6.2** Espesor de la ventana de aceite y avance del contacto gas-aceite<sup>3</sup>.

			Avance del CGA (mv)						
Zona	Bloque	Espesor (mv)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A-A' Norte	KL	65	86.0	49.0	40.0	6.4	-2.0	6.2	1.8
	NW	230	84.0	58.0	41.0	36.0	-73.5	11.3	2.8
	NE	109	67.0	47.0	25.0	25.0	-6.5	12.9	3.3
B-B' Sur	SW	84	20.0	0.0	6.0	3.0	3.0	14.2	1.2
	SE	95	11.0	7.0	7.0	9.0	2.0	19.6	2.2
	C-43	134	0.0	0.0	0.0	8.0	-13.0	0.0	0.0

La presión de cada bloque es una medida de la energía contenida en este, lo cual es importante para la extracción de los hidrocarburos, ya que se requiere de un gradiente de presiones suficiente para que los hidrocarburos fluyan del yacimiento hacia el pozo, y posteriormente a la superficie. En la tabla 6.3 se muestra la presión por bloque del Campo Akal.

**Tabla 6.3** Presión por bloque<sup>3</sup>.

Bloque	Prom. 2001- 2009	2010	2011	2012	2013	2014
C-43	101.1	81.2	74.3	74.0	73.8	73.8
KL	79.3	46.3	46.2	46.7	49.1	51.1
NE	95.4	72.6	72.1	72.1	73.1	73.8
NW	93.5	66.0	65.2	65.2	66.5	66.4
SE	98.0	89.0	88.3	87.0	87.1	88.0
SW	97.8	87.4	87.0	86.4	87.5	88.3
Total Akal	94.2	73.7	72.2	71.9	72.9	73.6

#### **6.4 Datos de producción del Activo Integral Cantarell.**

En las tablas 6.4, 6.5 y 6.6 se muestra el reporte histórico de producción por bloque del campo Akal.

**Tabla 6.4** Reporte de producción de aceite del campo Akal<sup>3</sup>

Producción de aceite (mbd)													
Bloque	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
C-43	102	93	76	90	74	51	31	27	17	7	5	6	4
KL	72	95	166	198	233	233	214	198	188	102	82	55	32
NE	151	246	271	319	383	378	294	232	141	87	44	42	28
NW	242	311	392	522	528	583	561	446	318	167	95	51	39
SE	324	369	367	311	220	137	128	90	54	48	47	70	60
SW	468	488	539	602	613	562	484	410	218	132	93	90	72
Total Akal	1,358	1,602	1,812	2,042	2,052	1,945	1,713	1,402	934	541	366	314	235

**Tabla 6.5** Reporte de producción de gas del campo Akal<sup>3</sup>.

Producción de gas (mmpcd)													
Bloque	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
C-43	44	40	33	39	32	22	18	16	53	19	27	23	14
KL	27	33	59	70	82	82	77	108	197	242	222	194	182
NE	56	95	106	124	148	148	124	150	288	222	192	236	217
NW	91	109	138	185	186	206	207	262	462	446	372	240	209
SE	123	132	132	112	80	49	49	79	127	147	145	115	124
SW	176	171	190	214	218	200	188	272	449	376	260	206	181
Total Akal	517	580	659	744	747	708	662	885	1,576	1,452	1,217	1,015	927

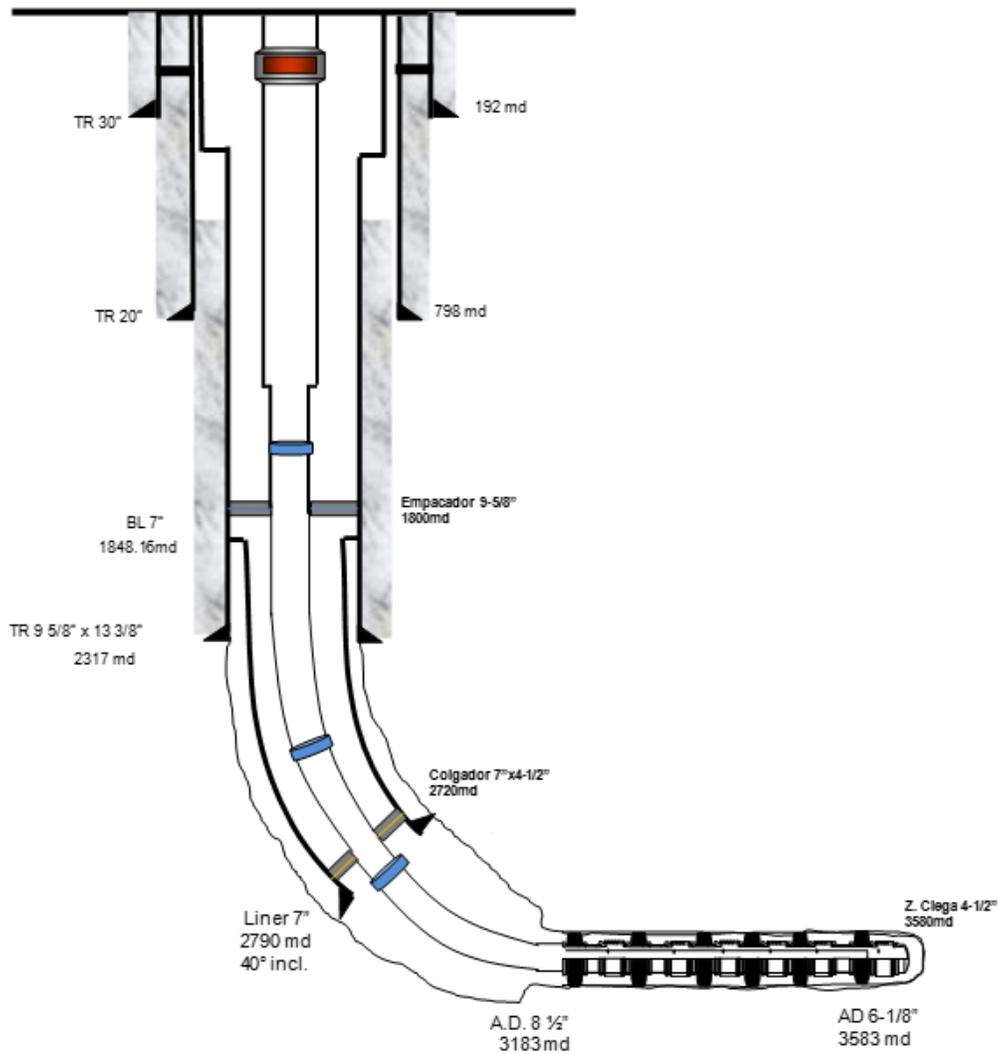
**Tabla 6.6** Reporte de producción de agua del campo Akal<sup>3</sup>.

Producción de agua (mbd)													
Bloque	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
C-43									0.3	0.3	0.2	0.6	0.3
KL									0.5	6.6	10.8	20.3	19.6
NE								0.1	1.6	4.2	5.1	5.9	4.3
NW								0.1	4.1	10.4	14.7	12.3	9.9
SE								1.1	3.2	3.1	4.8	12.8	15.7
SW								28.1	46.9	37.6	32.2	51	49.6
Total Akal								29.4	56.1	62.1	67.7	102.9	99.3

### 6.5 Terminación del pozo.

La sección horizontal del pozo se encuentra de 3197 a 3583 md con una longitud total de 386 metros.

En la figura 6.4 se muestra el estado mecánico del pozo.



**Figura 6.4** Estado mecánico del pozo C-3037.

El pozo se terminó con un liner de 4 ½” y con un sistema de reguladores de flujo. El número de dispositivos de control de flujo se determina en 13 y 7 empaques hinchables. Este tipo de terminación se llevó a cabo para obtener un perfil de aportación unitaria regular, es decir, que haya flujo hacia el pozo a lo largo de toda la sección horizontal y de este modo aumentar la productividad del pozo y prevenir el efecto de conificación.

A partir del PVT representativo del yacimiento y de información de pozos de correlación se obtuvieron los siguientes datos:

$$Bo = 1.249 \text{ [RB/STB]}$$

$$Pws = 108.18 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

$$\text{Temperatura del yacimiento} = 95.49 \text{ [C]}$$

$$\text{Viscosidad} = 2.849 \text{ [cP]}$$

$$\text{Radio de pozo (rw)} = 4.5 \text{ [pg]}$$

$$Kh = 480 \text{ [mD]}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 50.0011 \text{ [lb/ft}^3\text{]}$$

$$\text{Punto de burbuja (Pb)} = 121.194 \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$$

$$\text{Relación gas-aceite (RGA)} = 1057.2 \text{ [m}^3\text{/m}^3\text{]}$$

## 6.6 Aplicación.

El comportamiento de afluencia de los pozos horizontales es diferente al de los pozos verticales. Los factores más evidentes son: la geometría de flujo es una combinación de flujo radial y flujo lineal; y que el comportamiento de afluencia no solo depende de la permeabilidad horizontal sino de la permeabilidad vertical y la relación de estas dos.

Kabir presentó una correlación para calcular el comportamiento de afluencia para pozos horizontales para flujo de más de una fase a partir de la fórmula de Vogel. Esta correlación modificada usa el modelo de Babu y Odeh para pozos horizontales para calcular el gasto máximo y después se vale de la correlación original de Vogel para generar la relación entre el gasto y la presión. La ecuación de Vogel modificada ha entregado resultados cercanos a los de las simulaciones de yacimientos.

La correlación de Vogel modificada es simple comparada con otros modelos y funciona tan bien como las otras correlaciones bajo condiciones normales de flujo.

A continuación se calculará la productividad del pozo C-3037 el cual está ubicado en el bloque NW del yacimiento Akal perteneciente al Activo de Producción Cantarell.

El pozo en estudio fue perforado horizontalmente con una profundidad total de 3526 metros. A continuación se muestra la columna geológica.

**Tabla 6.7** Columna geológica del pozo C-3037.

Formación	m.d.b.m.r.	m.v.b.m.r.
Mioceno Medio	1502	1495
Mioceno Inferior	1610	1595
Oligoceno Superior	1770	1745
Oligoceno Medio	1824	1795
Oligoceno Inferior	1931	1895
Eoceno Superior	2080	2035
Eoceno Medio	2120	2072
Eoceno Inferior	2159	2109
Paleoceno Superior	2235	2180
B-KS	2397	2331
KM	2687	2595
KI	2872	2732
Profundidad Total	3526	2870

Con las dimensiones del cubo de drene y la información previamente obtenida se estimará la productividad del pozo C-3037 mediante el método de Babu y Odeh.

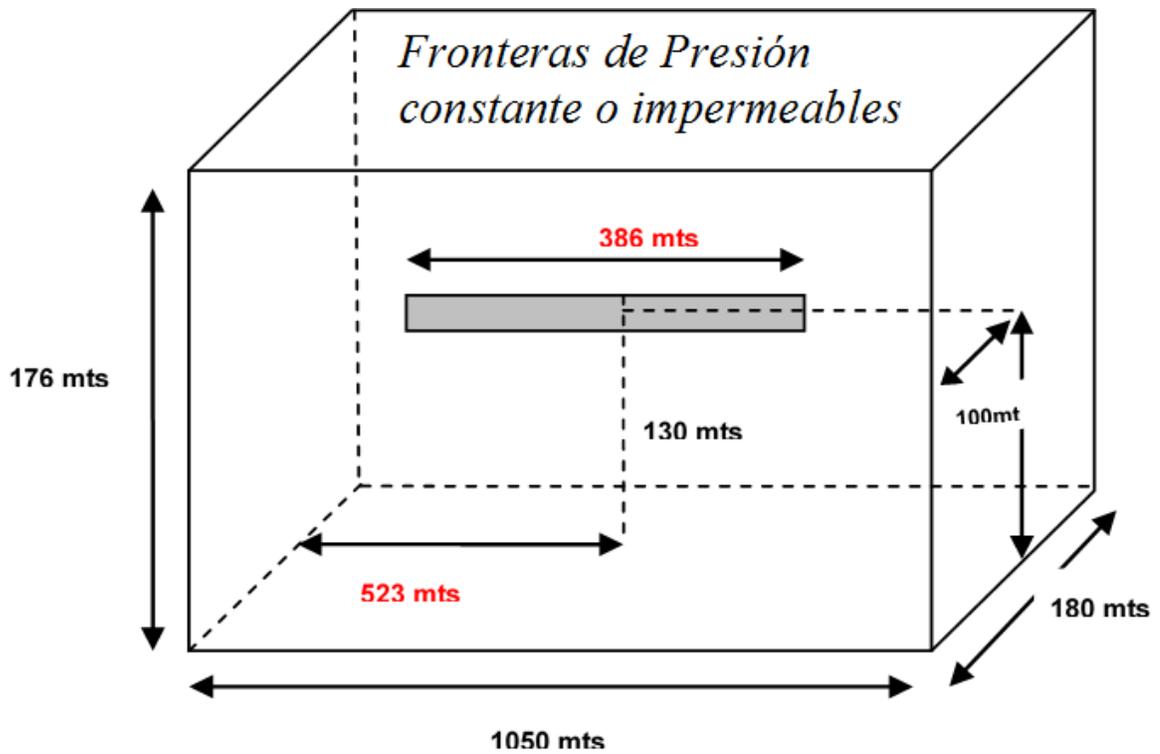


Figura 6.5 Cubo de drene del pozo C-3037.

$a = 180 \text{ m}$   
 $b = 1050 \text{ m}$   
 $h = 176 \text{ m}$   
 $Z_0 = 130 \text{ m}$   
 $X_0 = 100 \text{ m}$   
 $Y_1 = 330 \text{ m}$

$$q_{max} = \frac{b\sqrt{k_x k_z} p_{ws}}{141.2 B_o \mu_o \left[ \ln \left( \frac{A^2}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + S_R + \left( \frac{b}{L} \right) s \right]}$$

$$q_{max} = 3,614 \text{ [stb/día]}$$

A partir de aquí se usará la ecuación de Vogel para poder obtener el gasto con los valores de presión de fondo fluyendo y posteriormente trazar la curva IPR.

$$q_0 = q_{max} \left( 1 - c \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - (1 - c) \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right)$$

Generalmente la constante de Vogel es igual a 0.2

A continuación se presenta una tabla con las presiones de fondo fluyendo y los gastos de producción calculados:

**Tabla 6.8.** Presión vs gasto.

Pwf (kg/cm <sup>2</sup> )	Q <sub>i</sub> (BPD)
108.18	0
97.36	622
86.54	1,186
75.73	1,691
64.90	2,140
54.09	2,530
43.27	2,864
32.45	3,167
21.64	3,354
10.81	3,614

Con los datos de la tabla 6.8 se realizará la curva IPR

La curva IPR obtenida al hacer los cálculos para el presente trabajo (Figura 6.6) se comparó con la que resulta en un software comercial.

En la figura 6.7 se puede observar que la variación entre las dos curvas es mínima. El gasto máximo para la curva calculada con el software es de 3642.3 [BPD] mientras que la calculada para el presente trabajo es de 3614 [BPD].

La figura 6.8 muestra tres curvas de comportamiento de afluencia. Para cada curva se tomó un valor de permeabilidad vertical diferente, por lo que las relaciones de permeabilidad vertical con permeabilidad horizontal varían. Se observa, entonces, el impacto de la permeabilidad vertical sobre el comportamiento de afluencia del pozo.

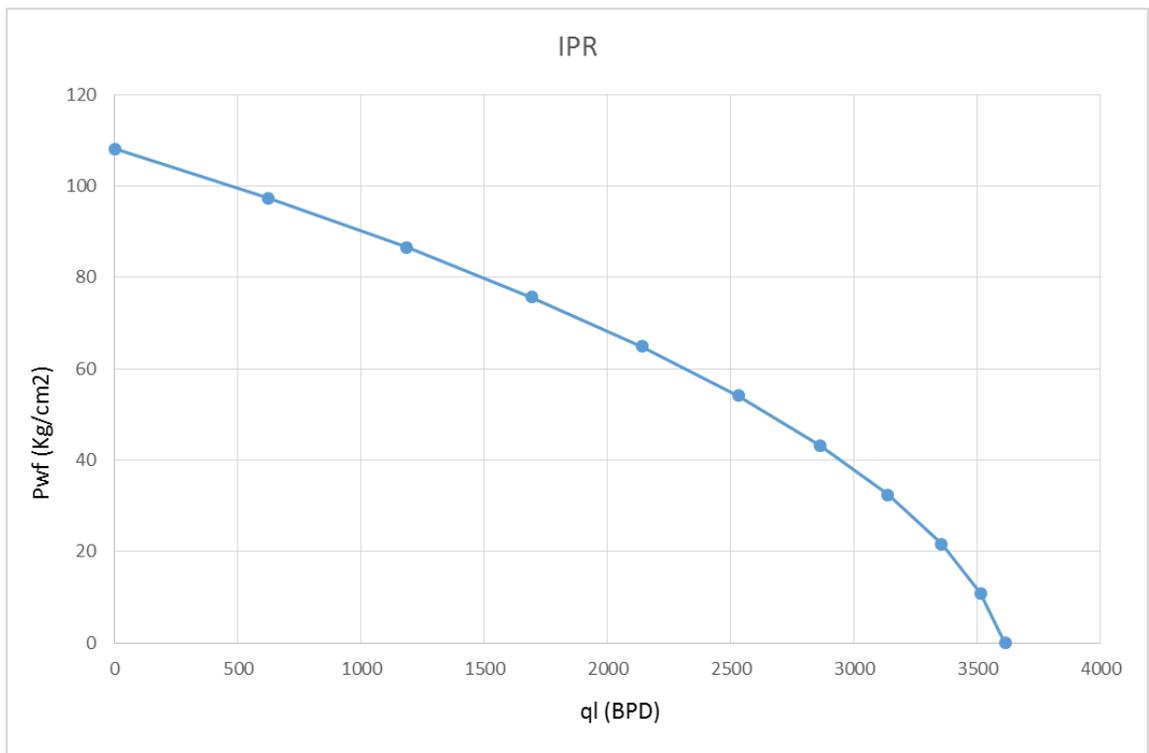
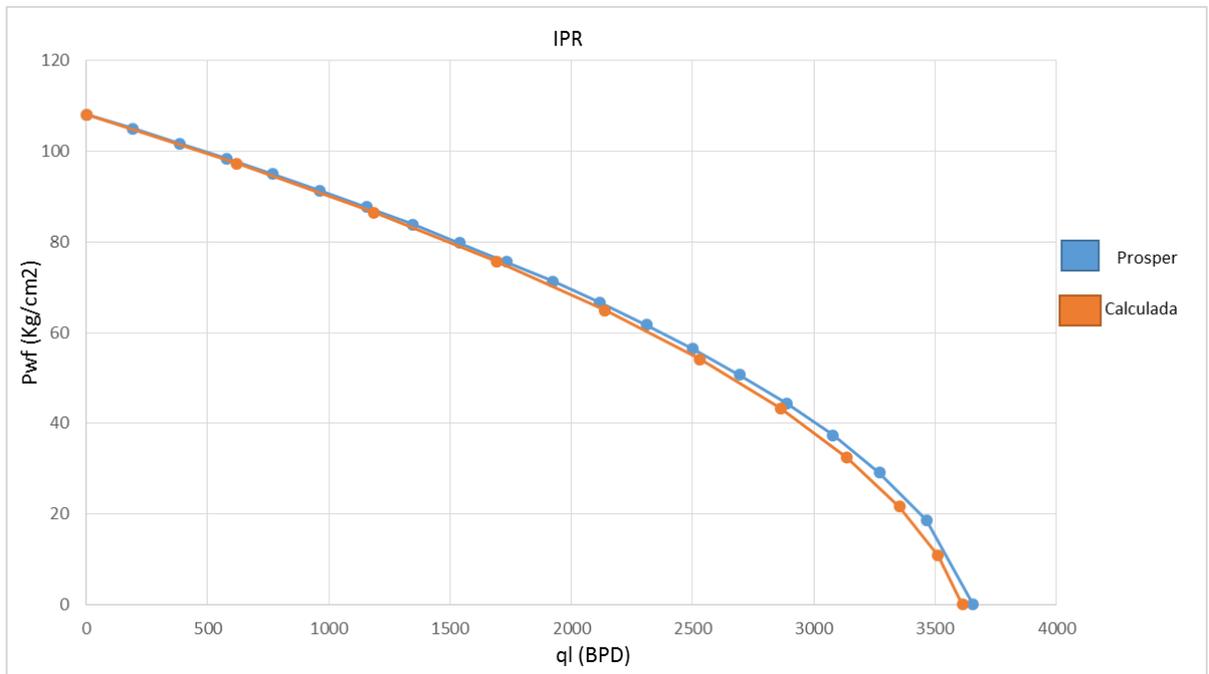
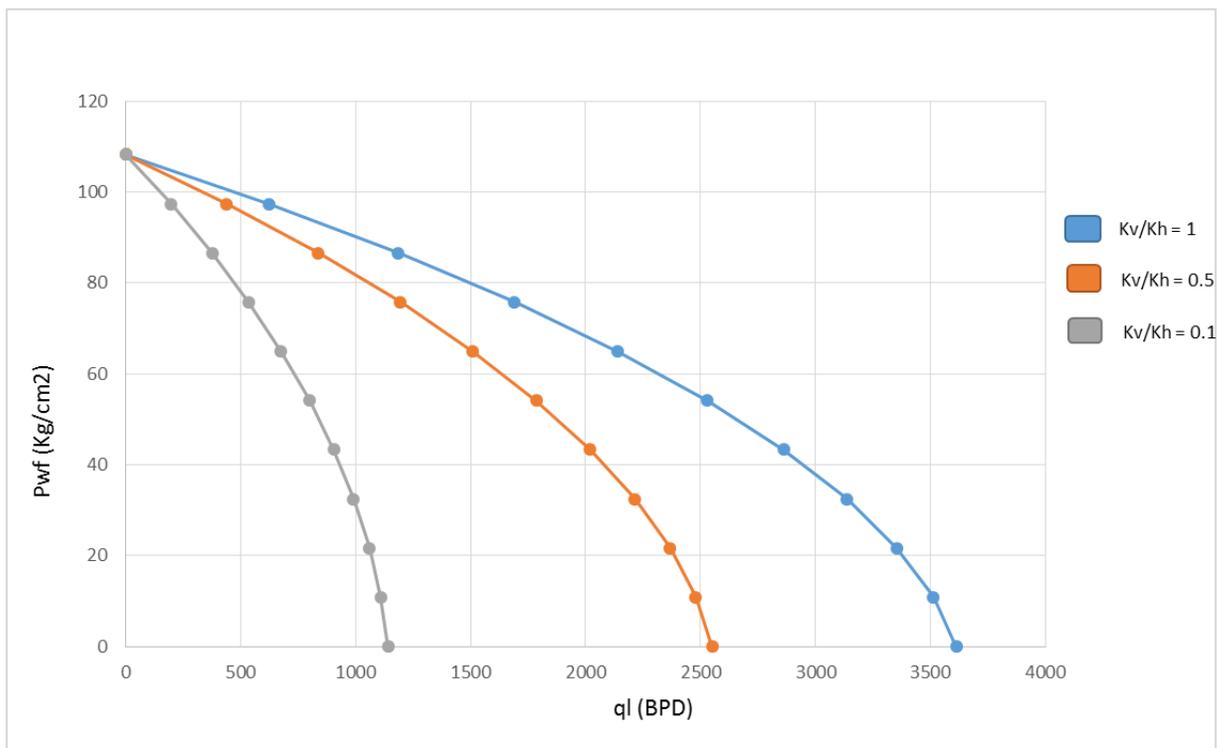


Figura 6.6 Curva IPR



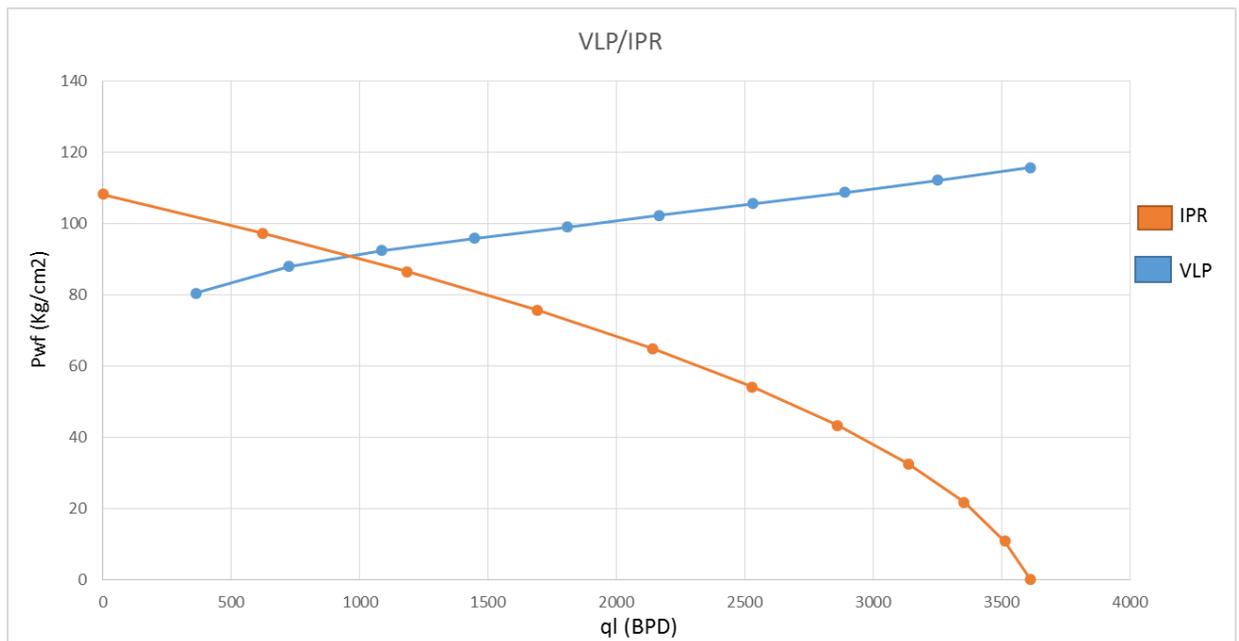
**Figura 6.7** Comparativo de curvas IPR



**Figura 6.8** Curvas IPR con diferentes valores de anisotropía.

Con la finalidad de hacer un análisis más completo sobre la productividad del pozo es necesario determinar tanto la capacidad de aporte del yacimiento como la capacidad de transporte tomando como nodo solución el fondo del pozo. Para una presión en la cabeza del pozo existe una presión correspondiente en el fondo del pozo para un gasto dado, la cual es función de la diferencia de la presión hidrostática y las caídas de presión debido a la fricción.

Por lo anterior, usando la correlación de Hagedorn y Brown para tuberías verticales, se calculó la curva VLP. (Figura 6.9)



**Figura 6.9** Gráfica VLP/IPR

Se observa en la figura 6.10 que existe un cambio en el gradiente de presión calculado con el software comercial respecto al calculado para efectos de esta tesis, esto se debe a que el software comercial calcula la temperatura mediante un modelo numérico y en esta tesis se considera que la temperatura se comporta de forma lineal.

Por lo anterior, al existir diferentes condiciones de temperatura a una misma profundidad las propiedades de los fluidos cambian sustancialmente con lo cual el gradiente de presión tiene diferencias al desarrollado en esta tesis.

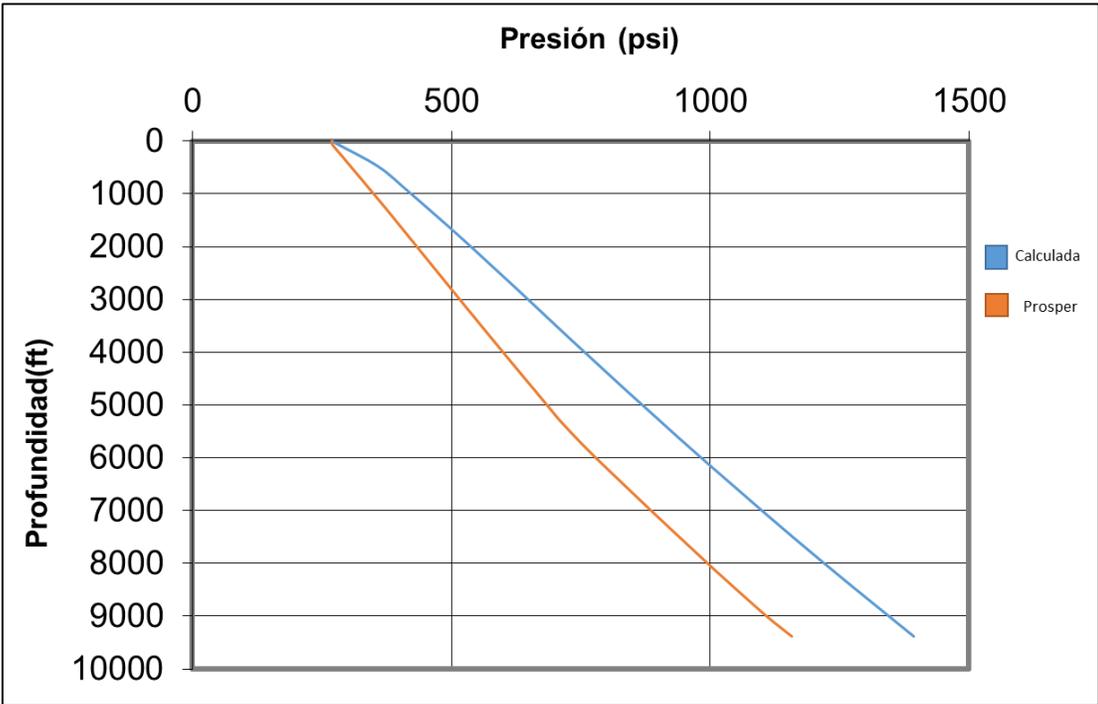


Figura 6.10 Comparativo del gradiente de presión calculado para 1693 BPD

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. Debido a que el campo Akal es el que tiene mayor reservas remanentes dentro del Activo Integral Cantarell se deben utilizar las mejores tecnologías para optimizar la explotación del campo.
2. A medida que la sección horizontal incrementa, también lo hacen las pérdidas de presión por fricción esto es por el transporte de los fluidos dentro de la sección horizontal. En un pozo de alta productividad es de suma importancia tomar en cuenta estas pérdidas de presión por fricción a lo largo de la sección horizontal y así evaluar, desde el punto de vista técnico y económico, la longitud horizontal óptima del pozo.
3. Si durante la perforación de la sección horizontal el pozo no atraviesa zonas de alto fracturamiento, es mejor terminar éste en agujero descubierto, ya que el introducir un liner de producción implica una reducción del área de flujo, impactando directamente en el perfil de aportación, haciendo necesaria la introducción de dispositivos de control de flujo.
4. En un yacimiento isotrópico los pozos horizontales tienen ventajas sustanciales sobre los pozos verticales debido a dos razones principales:
  - La inclinación del agujero del pozo
  - El mayor contacto entre el yacimiento y el agujero
5. En los casos donde la permeabilidad vertical es considerablemente menor que la permeabilidad horizontal la producción se puede ver reducida hasta el punto en que los pozos verticales tengan más beneficios que los horizontales. Los pozos horizontales son menos efectivos que los pozos verticales sólo cuando la anisotropía es menor que 0.5.

6. La conificación de agua y/o gas es uno de los principales problemas que los pozos horizontales pueden resolver, debido a que éstos permiten una determinada producción bajo una caída de presión limitada, llevando así a una deformación limitada de los contactos agua-aceite y gas-aceite. Lo anterior es la clave para una eficiencia de barrido satisfactoria.

## BIBLIOGRAFÍA.

1. A. F. Van Everdingen: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well", AIME, 1958.
2. Babu, D. K. y Odeh, A. S.: "Productivity of a Horizontal Well" paper SPE 18298, Houston, 1988.
3. Comisión Nacional de Hidrocarburos.: "Dictamen técnico del proyecto de explotación Cantarell", 2013.
4. Giger, F. M.: "The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling", paper SPE, Houston, 1984.
5. Golan, M. y Whitson, G.H.: "Well Performance", Tapir Edition, Noruega, 1996.
6. Gutiérrez, J.: "Productividad de pozos horizontales en yacimientos turbidíticos aplicados al activo integral ATG (Chicontepepec)", Tesis de licenciatura, UNAM, 2011.
7. Hatzignatiou, D. G.: "Water and Gas Coning in Horizontal and Vertical Wells", paper Petroleum society of CIM 94-265, Calgary, 1994.
8. Hernández, A.: "Origen, evolución e importancia económica petrolera del campo Cantarell, en la sonda de Campeche", Tesis de licenciatura, UNAM, 2008.
9. Hyun Cho: "Integrated Optimization on Long Horizontal Well Length", paper SPE 68599, Dallas, 2001.
10. Joshi, S. D.: "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology", paper SPE 16868, Dallas, 1987.
11. Joshi, S. D.: "Horizontal Well Technology", PenWell Publishing Company, Tulsa OK, 1991.
12. Kermit E. Brown.: "The Technology of Artificial Lift Methods", PenWell Publishing Company.
13. Kuchuk, F. J.: "Well Testing and Horizontal Interpretation for Horizontal Wells", paper SPE 25232.
14. L. K. Thomas: "Horizontal Well IPR Calculations", paper SPE 36753, Denver, 1996.
15. Lucino, A.: "Apuntes de la asignatura de geología de yacimientos naturalmente fracturados", Tesis de licenciatura, UNAM, 2010
16. Mendoza, A. y Pichardo, R.: "Perforación Horizontal", Tesis de licenciatura, UNAM, 2000.

17. Okwananke, A. y Isehunwa, S. O.: "Analysis of Water Cresting in Horizontal Wells", paper SPE 119733, Abuja, Nigeria, 2008.
18. Penmatcha, V. R., Arbabi, S. y Aziz, K. : "Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length" paper SPE 37494, Oklahoma City, 1997.
19. Posadas, R., González, M. A. y Poblano, E.: "Longitud Horizontal Óptima en Pozos con Secciones Aisladas por Alto Fracturamiento", Congreso Mexicano del Petróleo, Tampico, 2010.
20. R. A. Nelson: "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs", Gulf Professional Publishing, Houston, 2001.
21. Ramírez, J.: "Productividad de pozos", Facultad de Ingeniería.
22. Reiss, L. H.: "Production from Horizontal Wells after 5 Years", paper SPE, 1987.
23. Rojas, J.: "Introducción a la productividad de pozos horizontales", Tesis de licenciatura, UNAM, 2009.
24. S. D. Joshi: "Cost/Benefits of Horizontal Wells", paper SPE 83621, Long Beach, 2003.
25. Schlumberger, "Horizontal Highlights," Middle East Well Evaluation Review, 1995.
26. Schlumberger: "La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados", Oilfield Review, 2006.
27. Tor Ellis: "Inflow Control Devices – Raising Profiles", Oilfield Review, 2010.

## APÉNDICE A

### Cálculo de la curva IPR

Se determina el factor geométrico con la siguiente ecuación:

$$\ln C_H = 6.28 \frac{a}{h} \sqrt{k_x k_z} \left[ \frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \left( \frac{x_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left[ \text{sen} \left( \frac{180 z_0}{h} \right) \right] - \frac{1}{2} \ln \left[ \left( \frac{a}{b} \right) \sqrt{k_x k_z} \right] - 1.088$$

$$\ln C_H = 6.28 \frac{591}{577} \sqrt{480(480)} \left[ \frac{1}{3} - \frac{328}{591} + \left( \frac{328}{591} \right)^2 \right] - \ln \left[ \text{sen} \left( \frac{180(427)}{577} \right) \right] - \frac{1}{2} \ln \left[ \left( \frac{591}{3445} \right) \sqrt{480(480)} \right] - 1.088$$

$$\ln C_H = -0.23$$

El siguiente paso será calcular el daño por penetración parcial, el cual está en función de la longitud de la sección horizontal y de las dimensiones del volumen de drenaje.

Como se explicó en los capítulos anteriores, se tienen dos casos para obtener esta variable:

$$1) \text{ Si } \frac{a}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{3}{4} \frac{b}{\sqrt{k_y}} \gg \frac{3}{4} \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

$$\frac{591}{\sqrt{480}} \geq \frac{3}{4} \frac{3445}{\sqrt{480}} \gg \frac{3}{4} \frac{577}{\sqrt{480}}$$

$$26.95 \geq 117.93 \gg 19.77$$

$$2) \text{ Si } \frac{b}{\sqrt{k_y}} > \frac{4}{3} \frac{a}{\sqrt{k_x}} \gg \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

$$\frac{3445}{\sqrt{480}} > \frac{4}{3} \frac{591}{\sqrt{480}} \gg \frac{577}{\sqrt{480}}$$

$$157.24 > 35.85 \gg 26.36$$

Como la segunda condición se cumple, usaremos este caso para determinar el daño por penetración parcial.

$$S_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy}$$

$$P_{xyz} = \left(\frac{b}{L} - 1\right) \left[ \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + \frac{1}{4} \ln\left(\frac{k_x}{k_z}\right) - \ln\left(\text{sen}\left(\frac{180z}{h}\right)\right) - 1.84 \right]$$

$$P_{xyz} = \left(\frac{3445}{1266} - 1\right) \left[ \ln\left(\frac{577}{0.375}\right) + \frac{1}{4} \ln\left(\frac{480}{480}\right) - \ln\left(\text{sen}\left(\frac{180(427)}{577}\right)\right) - 1.84 \right]$$

$$P_{xyz} = 9.997$$

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

$$P_y = \frac{6.28(2445)^2 \sqrt{(480)(480)}}{(591)(577) 480} \left[ \left(\frac{1}{3} - \frac{1715.87}{3445} + \frac{1715.87^2}{3445^2}\right) + \frac{1,266.4}{24(3445)} \left(\frac{1266.4}{3445} - 3\right) \right]$$

$$P_y = 9.401$$

$$P_{xy} = \left(\frac{b}{L} - 1\right) \left(\frac{6.28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}\right) \left(\frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \frac{x_0^2}{a^2}\right)$$

$$P_{xy} = \left(\frac{3445}{1266.4} - 1\right) \left(\frac{6.28(591)}{588} \sqrt{\frac{480}{480}}\right) \left(\frac{1}{3} - \frac{328}{591} + \frac{328^2}{591^2}\right)$$

$$P_{xy} = 0.955$$

$$S_R = 9.997 + 9.401 + 0.955 = 20.35$$

$$q_{max} = \frac{b\sqrt{k_x k_z p_{ws}}}{141.2 B_o \mu_o \left[ \ln \left( \frac{A^{\frac{1}{2}}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + S_R + \left( \frac{b}{L} \right) s \right]}$$

$$q_{max} = \frac{3445 \sqrt{480(480)} 1538.7}{141.2(1.249)(2.87) \left[ \ln \left( \frac{103937^{\frac{1}{2}}}{0.375} \right) - 0.23 - 0.75 + 20.35 + \left( \frac{3445}{1266} \right) 274 \right]}$$

$$q_{max} = 6,505 \text{ [bpd]}$$

Se corrige el gasto máximo para considerar que el yacimiento es saturado y queda:

$$q_{max} = \frac{6,505}{1.8}$$

$$q_{max} = 3,614 \text{ [bpd]}$$

A partir de aquí se usará la ecuación de Vogel para poder obtener el gasto con los valores de presión de fondo fluendo y posteriormente trazar la curva IPR.

$$q_o = q_{max} \left( 1 - c \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - (1 - c) \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right)$$

Donde la constante de Vogel es igual a 0.2

A continuación se presenta una tabla con las presiones de fondo fluendo necesarias para realizar el ejercicio:

$$q_01 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{108.18} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{108.18} \right)^2 \right)$$

$$q_01 = 0 \text{ BPD}$$

$$q_02 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{97.36} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{97.36} \right)^2 \right)$$

$$q_02 = 622 \text{ BPD}$$

$$q_03 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{86.54} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{86.54} \right)^2 \right)$$

$$q_03 = 1,186 \text{ BPD}$$

$$q_04 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{75.73} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{75.73} \right)^2 \right)$$

$$q_04 = 1,691 \text{ BPD}$$

$$q_05 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{64.90} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{64.90} \right)^2 \right)$$

$$q_05 = 2,140 \text{ BPD}$$

$$q_06 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{54.09} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{54.09} \right)^2 \right)$$

$$q_06 = 2,530 \text{ BPD}$$

$$q_07 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{43.27} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{43.27} \right)^2 \right)$$

$$q_07 = 2,864 \text{ BPD}$$

$$q_08 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{32.45} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{32.45} \right)^2 \right)$$

$$q_08 = 3,167 \text{ BPD}$$

$$q_09 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{21.64} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{21.64} \right)^2 \right)$$

$$q_09 = 3,354 \text{ BPD}$$

$$q_010 = 3,614 \left( 1 - 0.2 \left( \frac{108.18}{10.81} \right) - (1 - 0.2) \left( \frac{108.18}{10.81} \right)^2 \right)$$

$$q_010 = 3,614 \text{ BPD}$$

## APÉNDICE B

### Determinación de la relación de productividades de un pozo desviado y uno vertical

Espaciamiento del pozo ( $r_e$ ) = 160 [acres]

$r_w = 0.365$  [ft]

Espesor del yacimiento ( $h$ ) = 100 [ft]

$$h_D = \frac{h}{r_w} \left( \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) = \frac{100}{0.365} (\sqrt{1}) = 274$$

$$\alpha' = \tan^{-1}[\sqrt{1} \tan \alpha] = 60^\circ$$

$$S_s = -\left(\frac{60}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{60}{56}\right)^{1.865} \log \left[ \frac{274}{100} \right] = -2.69$$

$$r'_w = 0.365 \exp(2.69) = 5.4 \text{ ft}$$

$$r_e = \sqrt{160 \times \frac{43,560}{\pi}} = 1489.5 \text{ ft}$$

$$\frac{J_s}{J_v} = \frac{\ln \left( \frac{1489.5}{0.365} \right)}{\ln \left( \frac{1489.5}{5.4} \right)} = 1.5$$

## APÉNDICE C

### Algoritmo del programa para obtener el gradiente de presión usando la correlación de Hagedorn y Brown

1. Comenzar con la presión en la cabeza del pozo y suponer  $\Delta p$  y  $\Delta h$ .
2. Se divide la  $\Delta h$  en veinte secciones.
3. Determinar la presión promedio.

$$\bar{p} = \frac{P_1 + P_2}{2} + 14.2$$

4. Calcular la densidad relativa del aceite

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

5. Encontrar la masa total asociada con un barril de líquido a condiciones de tanque.

$$m = \gamma_o(350) \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + \gamma_w(350) \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right) + (0.0764)(RGL)(\gamma_g)$$

6. Calcular el flujo másico.

$$w = q \cdot m$$

7. Obtener la relación de solubilidad  $R_s$  a la  $\bar{p}$  y  $\bar{T}$
8. Calcular la densidad de la fase líquida.

$$\rho_L = \frac{\gamma_o(62.4) + \frac{R_s \cdot \gamma_g \cdot (0.0764)}{5.614}}{B_o} \cdot \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + \left[ \gamma_w \cdot (62.4) \cdot \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

9. Obtener  $\bar{z}$
10. Calcular la densidad media de la fase gaseosa.

$$\bar{\rho}_g = \gamma_g \cdot \left( \frac{\bar{p}}{14.7} \right) \cdot \left( \frac{520}{\bar{T}} \right) \cdot \left( \frac{1}{\bar{z}} \right)$$

11. Calcular la viscosidad media del aceite.
12. Calcular la viscosidad media del agua.

13. Calcular la viscosidad líquida de la mezcla.

$$\mu_L = \mu_o \cdot \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + \mu_w \cdot \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right)$$

14. Asumiendo la tensión superficial constante en cada punto de presión, calcular la tensión superficial de la mezcla líquida.

$$\sigma_L = \sigma_o \cdot \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + \sigma_w \cdot \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right)$$

15. Calcular el número de viscosidad del líquido.

$$N_L = 0.15726 \cdot \mu_L \cdot \left( \frac{1}{\rho_L \cdot \sigma_L^3} \right)^{\frac{1}{4}}$$

16. Determinar  $CN_L$ .

$$CN_L = \exp(-4.895 - (1.0775 \cdot \log(N_L)) - (0.80822 \cdot \log(N_L)^2) - (0.1597 \cdot \log(N_L)^3) - (0.01019 \cdot \log(N_L)^4))$$

17. Calcular el área de la  $T_p$

$$A_p = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

18. Obtener  $B_o$  a  $\bar{p}$  y  $\bar{T}$

19. Calcular la velocidad superficial del líquido  $V_{sL}$

$$V_{sL} = \frac{5.61 \cdot q_l}{86400 \cdot A_p} \cdot \left[ B_o \cdot \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) + B_w \cdot \left( \frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

20. Calcular el número de velocidad del líquido  $N_{LV}$ .

$$N_{LV} = 1.938 \cdot V_{sL} \cdot \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

21. Calcular la velocidad superficial del gas.

$$V_{sg} = \frac{q_L \cdot \left[ RGL - R_s \cdot \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) \right]}{86400 \cdot A_p} \cdot \left( \frac{14.7}{\bar{p}} \right) \cdot \left( \frac{\bar{T}}{520} \right) \cdot \left( \frac{\bar{Z}}{1} \right)$$

22. Calcular el número de velocidad del gas.

$$N_{Gv} = 1.938 \cdot V_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

23. Revisar el régimen de flujo para determinar si se continúa con la correlación Hagedorn y Brown o se procede con la correlación de Griffith para el flujo burbuja. El número A se calcula con la siguiente fórmula:

$$A = 1.071 - \frac{[0.2218 \cdot (V_{sL} + V_{sg})^2]}{d}$$

Si  $A \geq 0.13$  entonces se utiliza ese valor, y si es menor a 0.13 usa  $A = 0.13$ .

El número B se calcula con la siguiente fórmula:

$$B = \frac{V_{sg}}{V_{sL} + V_{sg}}$$

Si (B-A) es positivo o cero, se continúa con la correlación Hagedorn y Brown.

Si (B-A) es negativo, sigue con la correlación de Griffith.

24. Encontrar el número de diámetro de la tubería.

$$N_d = 120.872 \cdot d \cdot \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}$$

25. Calcular el colgamiento en función de  $\phi$ .

$$\phi = \left(\frac{N_{Lv}}{N_{Gv}}\right) \cdot \left(\frac{\bar{p}}{14.7}\right)^{0.10} \cdot \left(\frac{CN_L}{N_d}\right)$$

26. Obtener  $\frac{H_L}{\psi}$

27. Determinar la segunda corrección en función de  $\phi$ :

$$\phi = \frac{N_{Lv} \cdot N_L^{0.380}}{N_d^{2.14}}$$

28. Obtener  $\psi$

29. Calcular el valor de  $H_L$

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi}\right) (\psi)$$

30. Determinar el valor para dos fases del número de Reynolds.

$$(N_{Re})_{TP} = \frac{2.2 \times 10^{-2} w}{(d) \cdot (\mu_L^{H_L}) \cdot (\mu_g^{(1-H_L)})}$$

31. Determinar el valor para  $\frac{\varepsilon}{d}$

32. Obtener el factor de fricción.

33. Calcular la densidad media de la mezcla  $\bar{\rho}_m$

34. Repetir los pasos 6, 7, 17, 18 y 20 para P1 y P2

35. Calcular la velocidad de la mezcla para P1 y P2

$$V_{m1} = V_{sL1} + V_{sg1}$$

$$V_{m2} = V_{sL2} + V_{sg2}$$

36. Determinar el valor para  $\Delta(V_m^2)$

$$\Delta(V_m^2) = [V_{m1}^2 - V_{m2}^2]$$

37. Calcular P2 nueva

$$P2 \text{ nueva} = P1 + \left( \bar{\rho}_m + \frac{f \cdot w^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \bar{\rho}_m} + \bar{\rho}_m \frac{\Delta \left( \frac{V_m^2}{2g_c} \right)}{\Delta h} \right) \left( \frac{\Delta h}{144} \right)$$

38. Si el valor absoluto de la diferencia entre P2 nueva y P2 es mayor a la tolerancia determinada, entonces la P1 toma el valor de P2 y la P2 el valor de la P2 nueva y se repiten los pasos.

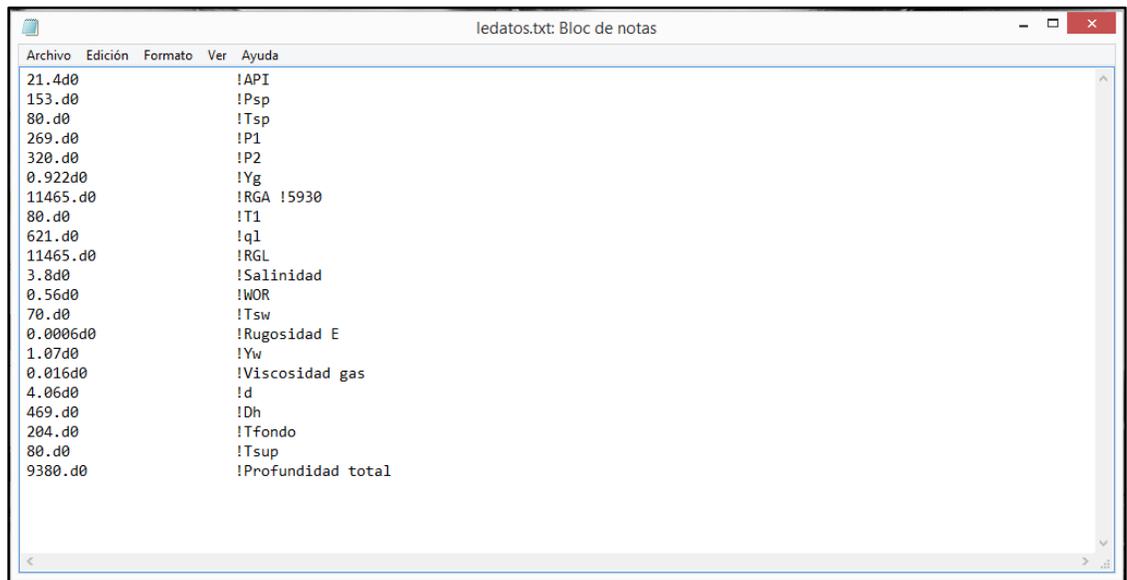
39. El proceso se repite veinte veces hasta llegar a la última sección de la tubería.

40. Calcular los gradientes de presiones para 10 gastos diferentes.

## APÉNDICE D

### Uso de programa para calcular el gradiente de presión usando la correlación de Hagedorn y Brown

En la figura D.1 se muestran los datos iniciales, los cuales se leen desde un archivo de texto.



```
ledatos.txt: Bloc de notas
Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
21.4d0      !API
153.d0     !Psp
80.d0      !Tsp
269.d0     !P1
320.d0     !P2
0.922d0    !Yg
11465.d0   !RGA !5930
80.d0      !T1
621.d0     !q1
11465.d0   !RGL
3.8d0      !Salinidad
0.56d0     !WOR
70.d0      !Tsw
0.0006d0   !Rugosidad E
1.07d0     !Yw
0.016d0    !Viscosidad gas
4.06d0     !d
469.d0     !Dh
204.d0     !Tfondo
80.d0      !Tsup
9380.d0    !Profundidad total
```

Figura D.1 Datos iniciales

Se suponen diez gastos para calcular con cada uno de ellos un gradiente de presión. Estos gastos se obtienen al dividir entre diez y multiplica por un contador, en este caso J, el gasto máximo obtenido con el modelo de Babu y Odeh.

```

q1(1) = (3614.d0/10)*j;      q1(7) = (3614.d0/10)*j
q1(2) = (3614.d0/10)*j;      q1(8) = (3614.d0/10)*j
q1(3) = (3614.d0/10)*j;      q1(9) = (3614.d0/10)*j
q1(4) = (3614.d0/10)*j;      q1(10) = (3614.d0/10)*j
q1(5) = (3614.d0/10)*j;
q1(6) = (3614.d0/10)*j;

```

Figura D.2 Gastos supuestos

En el programa se usan cuatro subrutinas las cuales son llamadas en el programa principal. Esto se hace para facilitar las correcciones y encontrar errores fácilmente.

```

q1 = q1(j)
do i=1,20
  hinteres = Dh * i
  tol=1.d0
  do while (tol > 0.01d0)
    call PropiedadesAceite(P,P1,P2,T,T1,T2,Yo,Tsp,Psp,RGA,Ygs,Yg,Res,C1,C2,&
      C3,Co,Bo,Bob,Pb,Mod1,Muo1,Muob1,m1,zz1,y1,x1,Mod2,Muo2,&
      Muob2,m2,zz2,y2,x2,API,Tso,po,pob,Ygd,D1,D2,D3,Pb1,Pb2,&
      Bob2,Bob1,Co2,Co1,Rs1,Rs2,Muoa,b2,r2,r1,Bo2,Bo1,b1,&
      Tfondo,Tsup,Dhtotal,Dh,hinteres)
  close(13)

  call PropiedadesAgua(DVwt,DVwp,Bw,T,P,P1,P2,T1,T2,G,H,Muw1,Muw1$,Muw2,Muw2$,Cw,S,pw,Muwa)
  close(11)

  call FactorZ(pr, Psr, Tsr, z, zold, A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, Psc, Tsc, Yg, P, T, error,&
    Bg,Bg1,Bg2,error1, error2, z1, z2, pr1, pr2, Psr1, Psr2, Tsr1, Tsr2, P1, P2, T1, T2, zold1, zold2,&
    Fz,dF,F1,dF1,F2,dF2)
  close(16)

  call Hagedorn(Mul,WOR,Muwa,Ts1,Tso,Tsw,l,u,pl,Nl,CN1,Ap,Bo,d,Vs1,Nlv,Vsg,Ngv,A,B,R,&
    P2new,Nd,Phi,Phi2,Psi,Hl,Hlx,o,v,f,pma,Vsg1,Vsg2,Vs11,Vs12,Vm1,Vm2,Vma2,Dh,Bo2,z2,P2old,&
    tol,T2,P2,Rs2,Bo1,z1,T1,P1,Rs1,pg,E,Mug,w,Nre,P,z,T,RGL,Bw,q1,Muoa,Yw,Yg,Res,Yo,mm,&
    FRGR,ELGR,FF,ron,Vm,Vs,teta)
  close(18)

```

Figura D.3 Estructura del programa principal

Al correr el programa, éste nos mostrará las caídas de presión en las 20 secciones de la tubería para cada uno de los diez gastos supuestos. Como se muestra en la figura.

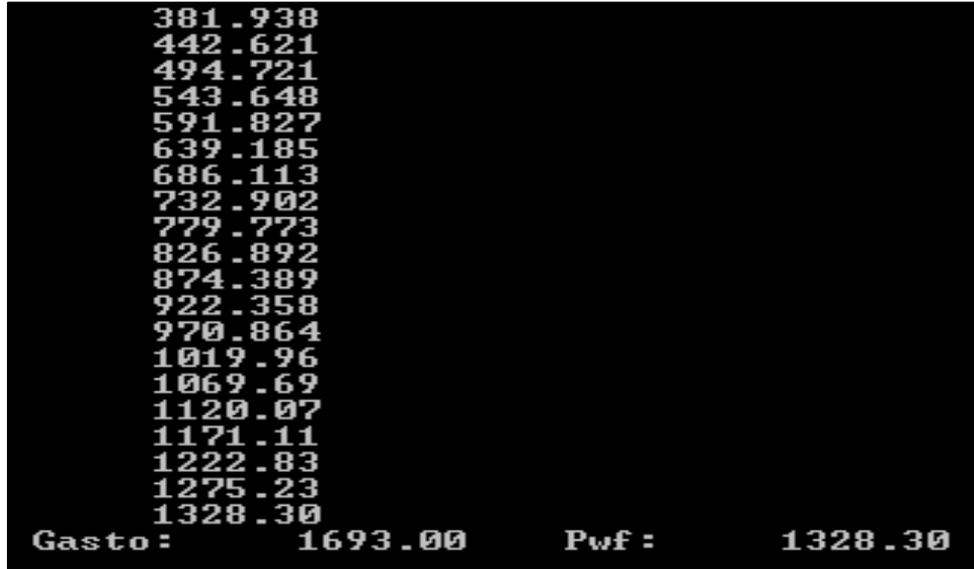


Figura D.4 Gradiente de presión en las veinte secciones de la tubería.

En la siguiente figura se muestran los resultados de las presiones de fondo fluyendo que corresponden a cada gasto de líquido usado. A partir de estos datos se realiza la curva VLP.

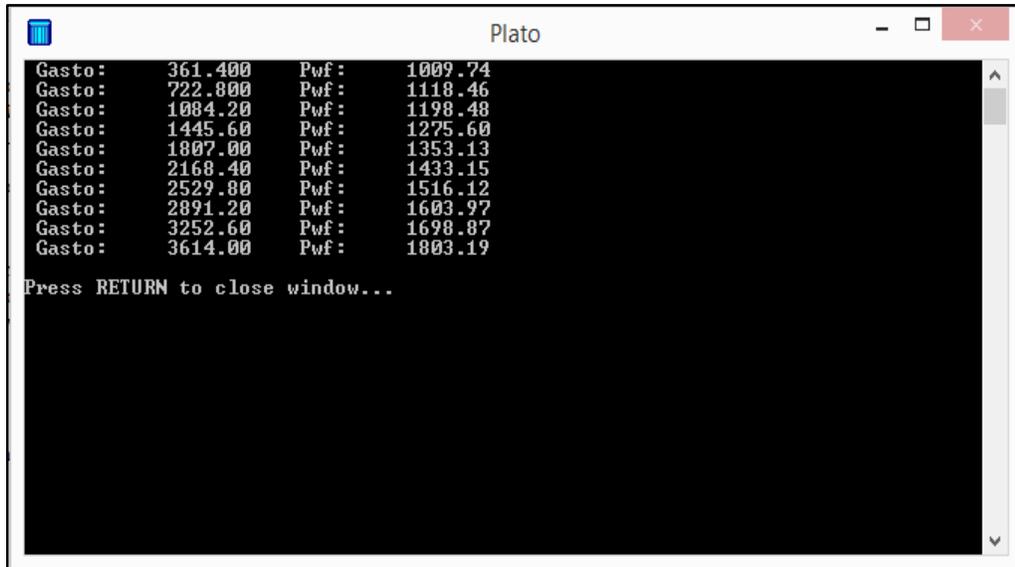


Figura D.5 Tabla de presiones de fondo fluyendo correspondientes a cada gasto.