



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**COMUNICACIÓN ARTIFICIAL ENTRE YACIMIENTOS  
COMPARTIMENTALIZADOS, PARA MAXIMIZAR EL VALOR  
EN CAMPOS COSTA FUERA CON INFRAESTRUCTURA  
EXISTENTE.**

**T E S I S**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

PETROLERA Y GAS NATURAL – YACIMIENTOS

P R E S E N T A:

**VLADIMIR MARTÍNEZ BERNARDINO**



TUTOR(ES):  
DR. HÉBER CINCO LEY  
DR. FERNANDO ASCENCIO CENDEJAS

2011



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco.

Secretario: Dr. Fernando Ascencio Cendejas.

Vocal: Dr. Héber Cinco Ley.

1<sup>er</sup>. Suplente: Dr. Guillermo Cruz Domínguez Vargas.

2<sup>do</sup>. Suplente: Dr. José Luis Bashbush Bauza.

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Ciudad del Carmen, Campeche.

México, Distrito Federal.

Villahermosa, Tabasco.

**TUTOR DE TESIS**

**DR. HÉBER CINCO LEY**

  
FIRMA

A mi futura esposa, el amor de mi vida.

A mi gran amigo Antonio Martínez Arano, deseo que te recuperes pronto y sé que lo lograrás “pariente”.

Mi eterno agradecimiento al Dr. Fernando Ascencio Cendejas, un pilar importante en este logro. Gracias por su dedicación, confianza y sobre todo su amistad.

Agradezco grandemente al Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar, por su valioso apoyo y la oportunidad que me ha brindado para desarrollarme profesionalmente.

A mi gran amiga M.C. Erika Molar Arrieta, por toda tu paciencia, con la mano en el corazón te expreso mi agradecimiento.

---

---

## CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS.....	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	3
CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS.....	8
1.1. Conectividad.....	8
1.2. Compartimentalización.....	11
CAPÍTULO II. CONTACTOS DE FLUIDOS.....	14
2.1. Definición de contactos de fluidos.....	14
2.2. Métodos para la determinación de contactos de fluidos.....	15

---

2.3. Contactos no homogéneos.....	16
CAPÍTULO III. POZOS HORIZONTALES.....	20
3.1. Descripción.....	20
3.2. Tipos de flujo.....	21
3.2.1. Flujo radial a tiempos cortos.....	22
3.2.2. Flujo lineal a tiempos cortos o intermedios.....	24
3.2.3. Flujo pseudo-radial a tiempos largos.....	25
3.2.4. Flujo lineal a tiempos largos.....	26
3.2.5. Yacimientos con capa de gas.....	27
3.2.5.1. Análisis de la influencia de la longitud del pozo.....	30
3.2.5.2. Análisis de la influencia del diámetro del pozo.....	31
3.2.5.3. Análisis mediante variables adimensionales.....	33
3.3. Caídas de presión en tuberías horizontales.....	35
3.3.1. Flujo laminar.....	37
3.3.2. Flujo turbulento.....	38
CAPÍTULO IV. COMUNICACIÓN ARTIFICIAL ENTRE BLOQUES.....	40
4.1. Comunicación artificial entre compartimentos a través de pozos horizontales	40
4.2. Desarrollo del modelo matemático.....	41

---

---

CAPÍTULO V. ANÁLISIS DEL MODELO.....	49
5.1. Metodología.....	49
5.2. Aplicación del modelo y análisis de resultados.....	52
5.2.1. Análisis de la influencia del tamaño de los bloques.....	54
5.2.2. Análisis de la influencia del índice de comunicación interbloque.....	57
CAPÍTULO VI. APLICACIÓN DEL MODELO EN LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS	61
6.1. Definición de escenarios.....	61
6.2. Análisis económico.....	64
OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.....	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69

---

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Importancia de la Conectividad/Compartimentalización de un yacimiento, Snedden y cols (2007).....	9
Figura 1.2. A escala de tiempo geológico, los fluidos migran a través de cualquier formación permeable, Snedden y cols (2007).....	10
Figura 1.3. Yacimientos compartimentalizados, Snedden y cols (2007).....	12
Figura 2.1. Relación de contactos en el yacimiento, presión capilar y curvas de producción de fluidos, Brown (1992).....	15
Figura 3.1. Pozo completamente horizontal en extensión lateral, Bourdet (2002).....	21
Figura 3.2. Representación del flujo radial en plano vertical y su comportamiento de presión vs tiempo en gráfica log-log, Junait (2002).....	23
Figura 3.3. Representación del flujo lineal a tiempos cortos y su comportamiento de presión vs tiempo en gráfica log-log, Junait (2002).....	24
Figura 3.4. Representación del flujo pseudo-radial a tiempos largos y su comportamiento de presión vs tiempo en gráfica log-log, Junait (2002).....	25

---

Figura 3.5. Representación gráfica del flujo lineal a tiempos largos, Joshi (1991).....	26
Figura 3.6. Representación del flujo en un pozo horizontal en un sistema con capa de gas.....	27
Figura 3.7. Cálculo del gasto volumétrico a partir de las ecuaciones de Kuchuk y Ozkan para pozos horizontales en un yacimiento con capa de gas, en función de la diferencia de presión. Datos del sistema: $\mu = 3$ cp, $\varnothing = 5\%$ , $B_o = 1.2$ , $\rho_o = 0.8$ g/cm <sup>3</sup> , $k_{x,z} = 4$ D, $L = 300$ m, diámetro = 7", $z_w = 50$ m....	29
Figura 3.8. Influencia de la longitud del pozo horizontal en el gasto volumétrico empleando la ecuación de Kuchuk. $z_w = 50$ m, diámetro = 7".....	31
Figura 3.9. Influencia del diámetro del pozo horizontal en el gasto volumétrico empleando la ecuación de Kuchuk. $z_w = 50$ m, $L = 300$ m.....	32
Figura 3.10. Análisis de la ecuación de Kuchuk a través de variables adimensionales para una tubería de 7" de diámetro.....	34
Figura 3.11. Corrección de $q_D$ en función del diámetro $r_w$ para un mismo valor de $z_{wD}$ .....	35
Figura 3.12. Estimación del factor de fricción para flujo a través de tuberías, Moody (1944).....	37
Figura 3.13. Factor de fricción para flujo turbulento para tubería lisa circular con velocidad uniforme, Bathi (1987).....	39
Figura 4.1. Esquema de comunicación artificial a través de un pozo horizontal entre dos compartimentos con capa de gas y diferentes posiciones del contacto gas-petróleo.....	40
Figura 4.2. Esquema del bloque fuente.....	41
Figura 5.1. Definición de presiones dentro de un bloque.....	51
Figura 5.2. Sistema de dos bloques comunicados a través de un pozo horizontal.....	53
Figura 5.3. Descripción de escenarios analizados considerando los tamaños de los bloques.....	55

---

---

Figura 5.4. Comportamiento de la presión de los bloques en función de su tamaño.....	56
Figura 5.5. Comportamiento del gasto volumétrico y volumen acumulado transferido entre bloques, en función de su tamaño.....	57
Figura 5.6. Descripción de escenarios analizados considerando diferente número de pozos.....	58
Figura 5.7. Comportamiento de la presión de los bloques en función del número de pozos comunicantes.....	59
Figura 5.8. Comportamiento del gasto volumétrico y volumen acumulado transferido entre bloques, en función del número de pozos comunicantes.....	60
Figura 6.1. Descripción del Escenario 1.....	62
Figura 6.2. Descripción del Escenario 2.....	63
Figura 6.3. Comportamiento de la producción estimada para cada escenario evaluado.....	64
Figura 6.4. Valor Presente Neto de cada escenario.....	65
Figura 6.5. Flujo Neto de Efectivo Acumulado.....	66
Gráfica 6.4. Rentabilidad de los escenarios.....	66

---

---

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Métodos para determinar contactos de fluidos dentro de un pozo, Bradley (1987).....	16
Tabla 2.2. Causas y características de los contactos no homogéneos, Brown (1992).....	18
Tabla 5.1. Datos de la prueba de liberación diferencial.....	50
Tabla 5.2. Datos de la prueba de separadores.....	50
Tabla 5.3. Tabla de resultados para la determinación del índice de comunicación interbloque.....	54
Tabla 6.1. Premisas para el análisis económico.....	65

## INTRODUCCIÓN

La variedad de heterogeneidades en los yacimientos comúnmente causa barreras al flujo de fluidos. La mayor parte de éstas se manifiesta en forma de compartimentalización, la cual representa un gran problema para muchas compañías petroleras, ya que es una de las causas principales del bajo rendimiento de los yacimientos. Frecuentemente se manifiesta durante el periodo de producción afectando seriamente los factores económicos, debido a la necesidad de perforar más pozos y a que se incrementa el requerimiento de instalaciones superficiales para la producción de hidrocarburos.

La consecuencia de no identificar el flujo en la compartimentalización, generalmente representa realizar el drene del yacimiento en forma más anticipada que la que se alcanza normalmente. Como resultado, el tamaño de las instalaciones de explotación resulta inapropiado; además, las reservas, la producción y el flujo de dinero sufren desviaciones muy significantes de las que se esperan inicialmente.

Para la explotación de campos de petróleo costa fuera y en aguas profundas, la compartimentalización probablemente representa el mayor factor de riesgo.

Otro problema importante debido a la compartimentalización, es la presencia de diferentes posiciones de los contactos de fluidos en cada compartimento, aún cuando las propiedades capilares de las rocas del yacimiento sean equivalentes en ambos lados de las barreras. La posición de los contactos debe ser identificada correctamente para la estimación de reservas y la determinación de espesores de petróleo, y con base en estos resultados desarrollar las estrategias de explotación. Esto se vuelve más complicado cuando se tienen diferentes posiciones de los contactos debido a la compartimentalización.

El objetivo del presente trabajo consiste en proponer una solución cuya aplicación permitirá obtener mayor conectividad en los yacimientos compartimentalizados. De esta forma, se podrán extraer fluidos de zonas en las que se haya tenido menor explotación (a causa de la compartimentalización) a través de la misma infraestructura instalada en zonas o bloques adyacentes y que han sido más explotadas, logrando así, alargar la vida productiva de las instalaciones existentes y eliminar o disminuir el requerimiento de instalar más infraestructura para su explotación, optimizando de esta forma la administración del campo. Aunado a esto, se logrará disminuir el avance de los contactos en zonas de mayor explotación, así como un balance en su posición, con lo que se logrará un mejor control de su avance.

## REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Fox y cols. (1988) desarrollaron una técnica para caracterizar la comunicación entre regiones de un yacimiento, empleando conceptos de balance de materia y de caída de presión en estado estacionario. Sus estudios fueron enfocados en campos del Mar del Norte, cuya aplicación práctica fue exitosa.

Establecieron que para bloques con un pozo simple, los análisis de pruebas de incremento extendidas o decremento, pueden caracterizar la comunicación y los volúmenes efectivos de los bloques. Citaron que para bloques múltiples, las medidas de presión en estado estacionario pueden cuantificar directamente la comunicación interbloque.

Para caracterizar la comunicación entre regiones de un yacimiento, consideraron que en estado estacionario, el flujo de fluidos puede representarse en función del “índice de comunicación interbloque” ( $T$ ), similar al término de transmisibilidad empleado en ingeniería de yacimientos, donde el gasto volumétrico es proporcional a la diferencia entre la presión media del yacimiento fuente ( $\bar{p}_s$ ) y la presión media de la región de drene o bloque productor ( $\bar{p}_b$ ).

$$q = T(\bar{p}_s - \bar{p}_b)$$

El planteamiento en que se basa esta técnica es un sistema con flujo en estado estacionario, por lo tanto, para aplicarla, los efectos transitorios deben desaparecer rápidamente. Esto implica que la difusividad hidráulica debe ser grande. En yacimientos típicos del Mar del Norte esta consideración es válida ya que las permeabilidades frecuentemente son altas.

El uso del índice de comunicación interbloque y la ecuación de balance de materia requiere de la estimación de una presión media dentro de cada bloque. Los volúmenes calculados reflejan el “volumen efectivo del bloque” alrededor del pozo y el índice de comunicación interbloque representa el valor medio de la transmisibilidad entre las regiones, las cuales incluyen roca, fractura, falla, movilidad y áreas de cambio de flujo.

La aplicación de las ecuaciones desarrolladas es para una sola fase (petróleo), por lo cual para flujo multifásico, la movilidad total de los fluidos se altera debido a los efectos de permeabilidades relativas. Bajo estas condiciones el índice de comunicación interbloque puede variar con el tiempo debido a los cambios de transmisibilidad a través de las barreras semipermeables.

Posteriormente, con base en el método ya descrito, Stewart y cols. (1989) desarrollaron balances de materia para una sola fase en sistemas de yacimientos complejos, con configuración arbitraria de compartimentos rectangulares separados por barreras semipermeables. Como resultado, obtuvieron un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias lineales que se pueden resolver analíticamente. Fueron introducidos los conceptos de tiempo de retardo de la presión de frontera y desuperposición, para permitir predecir la presión de fondo de los pozos en cualquier régimen de flujo a través de las ecuaciones de balance de materia.

Se analizaron cuatro tipos de yacimientos compartimentalizados: un sistema idealizado de bloques idénticos, un sistema de dos bloques donde el bloque fuente es muy grande, un sistema de capas adyacentes y un sistema de dunas. Las ecuaciones empleadas en los balances de materia consideran que la compresibilidad es constante y que la presión es uniforme para cada bloque.

Por otro lado, Kuchuk y cols. (1988) añadieron a las soluciones básicas para pozos horizontales, el modelo de pozo horizontal para sistemas con capa de gas. Los autores emplearon la técnica de funciones de Green desarrollada por Gringarten y Ramey (1973) para resolver ecuaciones de difusión isotrópica en 3D. Kuchuck estableció que cuando se tiene un modelo a presión constante debido a la presencia de una capa de gas en una de las fronteras, no se presenta el flujo lineal a tiempos intermedios así como el flujo radial a tiempos largos; en su lugar el flujo llega a ser en estado estacionario, por lo que desarrolló ecuaciones especiales para este tipo de flujo.

Otras ecuaciones especiales para este tipo de sistemas fueron desarrolladas por Ozkan (1990), las cuales se analizarán en el desarrollo de esta tesis para comparar sus resultados con los que se obtienen empleando las ecuaciones realizadas por Kuchuk.

En el trabajo presente de tesis se desarrolla una solución que permitirá lograr una mayor conectividad entre los compartimientos de un yacimiento. La propuesta consiste en perforar pozos horizontales los cuales comunicarán las zonas en las que se haya determinado la compartimentalización. El flujo de fluidos ocurrirá debido a la diferencia de potencial entre los compartimientos a comunicar, hasta que se alcance el equilibrio de potenciales; con ello también se podrá obtener la misma posición de los contactos de fluidos para tener un mejor control del avance de ellos, en el caso de compartimientos que se encuentran comunicados a través de la capa de gas.

La solución consiste en un modelo matemático y una metodología para su aplicación, que representa el comportamiento del potencial y del avance de los contactos cuando los compartimientos se comunican a través de un pozo horizontal, de tal forma que se puede determinar el tiempo en el que se alcanza el equilibrio.

El modelo se basa en el trabajo desarrollado por Fox y cols. para representar el flujo de fluidos entre bloques, en función del índice de comunicación interbloque y de la diferencia de presión media entre ellos. Sin embargo el índice de comunicación interbloque ( $\alpha$ ) no dependerá únicamente de las propiedades del sistema, sino que también estará en función del diseño del pozo horizontal.

En el caso de sistemas con capa de gas, el concepto de la presión media cambia y en su lugar se emplea el potencial hidráulico, ya que comúnmente la presión en sistemas con capa de gas es la misma dentro de la zona de gas en los diferentes bloques de un mismo yacimiento; para este caso se emplean  $p$  y  $p'$ , para el bloque fuente y el bloque receptor respectivamente, que son los potenciales de referencia (normalmente están referidas a la posición del pozo horizontal).

En las ecuaciones de balance de materia, se considera la compresibilidad total de cada bloque y está en función de un parámetro que se define como relación volumétrica ( $r$ ), el cual representa la relación del volumen efectivo de petróleo entre el volumen efectivo total. La compresibilidad se considera constante para periodos de tiempos cortos, por lo cual deberá ajustarse en función de los cambios de potencial que sufra el sistema (modelo semianalítico).

Para la determinación de  $\alpha$ , el modelo se basa en las ecuaciones desarrolladas por Kuchuk y cols. para sistemas con capa de gas, el cual está en función de las propiedades del sistema tales como: permeabilidades, viscosidad del fluido, factor de volumen de formación y posición de los contactos, así como propiedades de diseño del pozo como: diámetro, longitud y posición del pozo dentro de los bloques. En el trabajo presente se adiciona el análisis de la influencia de todos los parámetros que intervienen para determinar  $\alpha$ , en función de variables adimensionales.

Las ecuaciones determinadas en el balance de materia se solucionan algebraicamente en el espacio de Laplace y son transportadas al espacio real para aplicarlas a sistemas definidos en el propio trabajo. Se analizarán sensibilidades de variación del tamaño de los bloques, número de pozos comunicantes y escenarios para la explotación de campos.

De esta forma, el desarrollo de este trabajo permitirá obtener una solución a la gran problemática que representa la explotación de yacimientos compartimentalizados, incrementando su conectividad dinámica, lo cual representará grandes beneficios económicos para muchas compañías petroleras.

## CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS

### 1.1. Conectividad

Examinando el concepto general de conectividad de un yacimiento, se revelan diferencias significantes entre varios autores en cómo se define, se mide, se modela y se representa. Speers y Droomgole (2004) compararon dos campos del Mar del Norte. Sin especificar la medida de conectividad; se menciona la “alta conectividad” de un yacimiento y la “poca conectividad”, ambas difieren sustancialmente en términos de volumen de petróleo estimado en sitio, la recuperación (reservas) y la acumulación de de petróleo producido (Figura 1.1)

Cuando las capas geológicas tienen poca conectividad, ocasionan una caída en las reservas de petróleo; en contraste, la alta conectividad propicia el incremento de las mismas.

Para tener un mejor entendimiento de lo que es la conectividad, es recomendable evitar el uso de valores numéricos subjetivos y dejar que el desplazamiento o flotabilidad de los fluidos sea el indicador de lo que está conectado.

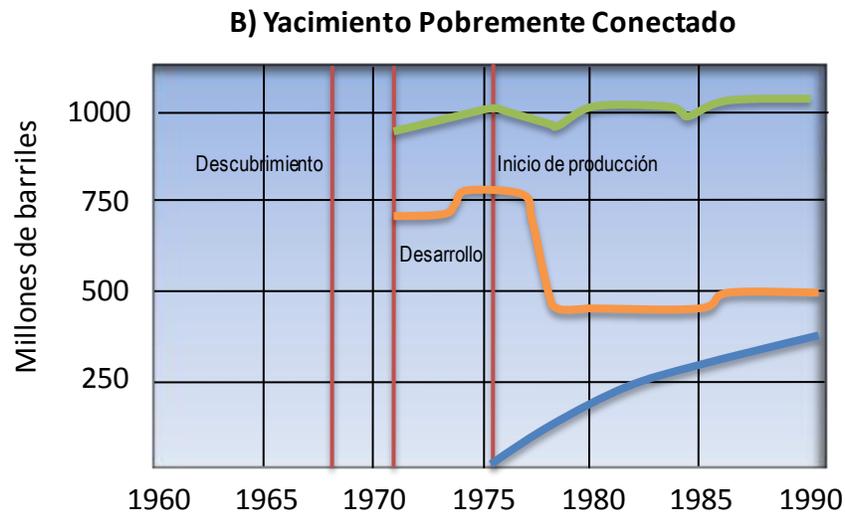
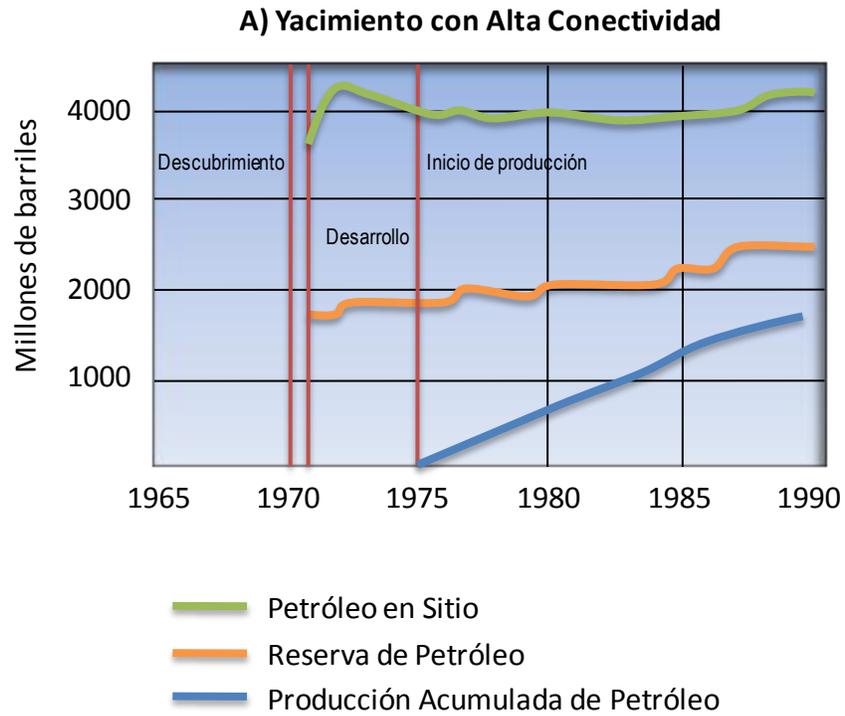


Figura 1.1. Importancia de la Conectividad/Compartimentalización de un yacimiento, Snedden y cols (2007).

Primero, es necesario diferenciar el concepto de conectividad estática o conectividad del fluido a escala de tiempo geológico, y la conectividad dinámica o conectividad del fluido a escala de tiempo de producción. Es bien sabido a partir de estudios de campo, que para condiciones de tiempo geológico, la flotabilidad y las fuerzas de capilaridad trabajan para permitir que los fluidos ligeros como el petróleo y el gas, encuentren su camino de migración dentro de un sistema virtualmente mojado por agua.

Un ejemplo esquemático (Figura 1.2) muestra como los fluidos migran hacia una trampa geológica. Eventualmente cruzan la falla y llegan a la capa "A" de calidad relativamente pobre (baja porosidad y permeabilidad), la cual está yuxtapuesta a través de la falla; la migración continúa hacia las capas de buena calidad "B" y "C" hasta alcanzar la cima del yacimiento.

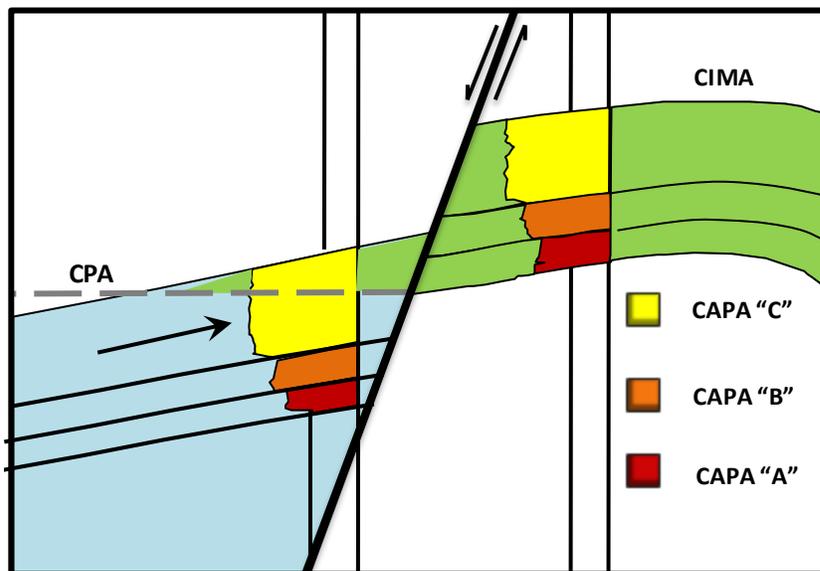


Figura 1.2. A escala de tiempo geológico, los fluidos migran a través de cualquier formación permeable, Snedden y cols (2007).

Cuando la roca sellante presenta zonas de fracturas, el gas y el petróleo pueden migrar por la parte superior de la trampa, formando una conexión potencial con un yacimiento encima de él. Otro tipo de conexión se puede dar por el contacto de capas de la misma litología. Las capas erosionadas son medios efectivos para conectarse y son similares a los contactos litológicos yuxtapuestos a través de fallas.

Este campo de estudio ha demostrado que el conocimiento del tipo de yacimiento y su calidad, es un parámetro crítico para entender la conectividad dinámica. Considerando el tiempo de producción de un yacimiento, la transmisibilidad de la falla controla el gasto y el volumen de fluido. En resumen, existe una diferencia importante entre la conectividad estática y la conectividad dinámica; el entendimiento de la conectividad estática es importante para una estimación apropiada del volumen hidrocarburos en sitio y de la conectividad dinámica para la determinación de la recuperación final.

## **1.2. Compartimentalización**

La compartimentalización es la segmentación geológica de yacimientos continuos en compartimentos aislados. Los yacimientos que llegan a ser compartimentalizados requieren mayor esfuerzo para su interpretación y producción que los yacimientos continuos. El grado de compartimentalización puede variar como consecuencia de la producción.

Las fronteras de los compartimentos se definen principalmente por sus características estructurales, como fallas y los límites sellantes hacia arriba y hacia abajo del yacimiento, así como por características propias de las rocas, como las zonas

de baja permeabilidad. Por ejemplo, un compartimento puede estar rodeado completamente por fallas, o parcialmente rodeado por fallas y una discordancia del yacimiento (compartimento cerrado). Las fallas o discordancias pueden rodear solamente tres lados del compartimento (compartimento abierto).

En algunos casos, el petróleo puede llegar a separarse a través de fallas y puede desarrollarse un contacto gas-petróleo y/o contacto agua-petróleo separado, definiendo así dos compartimentos diferentes. El punto de derrame (“Spill Point”) también representa una frontera de los compartimentos, el cual separa los fluidos en la parte estructural baja y así permite la división de los compartimentos que contienen diferentes contactos agua-petróleo. Otra frontera de los compartimentos es el punto más alto de la base del yacimiento, el cual separa los fluidos más densos (petróleo debajo del gas, agua debajo del petróleo), permitiendo el desarrollo de contactos separados y así la compartimentalización.

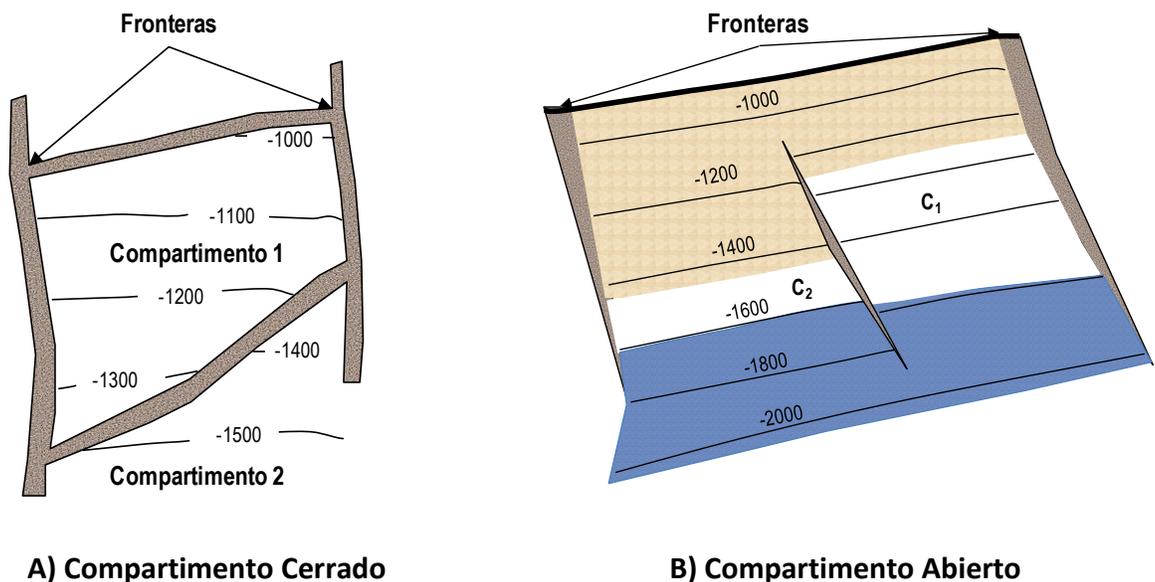


Figura 1.3. Yacimientos compartimentalizados, Snedden y cols (2007).

Las fallas que actúan como sello pueden constituir un control primario sobre la trampa en muchos yacimientos de hidrocarburos, pero también pueden transformar un yacimiento relativamente grande y continuo en compartimentos que se comportan como un grupo de pequeños yacimientos. Cada compartimento puede tener sus propias características de presión y de fluidos, lo que obstaculiza el desarrollo eficaz y efectivo de los campos petroleros y la subsiguiente recuperación de hidrocarburos.

Los desarrollos registrados recientemente en materia de predicción de rocas sello por falla, se han concentrado en dos aspectos independientes: la arquitectura de la falla y las propiedades de las rocas. La arquitectura de la falla se refiere a la forma, tamaño, orientación e interconectividad. Además comprende la distribución de su desplazamiento. Los agrupamientos de fallas forman una zona de daño, que puede tener un impacto significativo en el comportamiento de los yacimientos.

Por su parte, las propiedades de las rocas que se encuentran dentro de las zonas de falla, afectan su capacidad de sello. Estas propiedades a su vez se ven afectadas por sus facies, saturaciones de fluidos, diferencias de presión a lo largo de las fallas y a lo largo del tiempo de explotación, historia de sepultamiento y fallamiento, y la yuxtaposición de litologías.

## CAPÍTULO II. CONTACTOS DE FLUIDOS

### 2.1. Definición de contactos de fluidos

Un contacto es la interfase que separa a los fluidos de diferentes densidades en un yacimiento. La posición inicial (a una saturación dada) de los contactos es un parámetro crítico para la estimación de reservas de campos y para su desarrollo. Normalmente, la posición del contacto se determina primero por medio de pozos de control y posteriormente se extrapola a otras partes del campo.

De acuerdo con Brown (1992), la definición de los contactos está basada en la comparación de las curvas de presión capilar (Figura 2.1). La *superficie o el nivel de agua libre* es la elevación en la cual la presión de la fase del hidrocarburo es la misma que la de la fase del agua ( $p_c = 0$ ). El *contacto hidrocarburo-agua* (petróleo-agua o gas-agua) es la elevación más baja en la cual ocurre el movimiento de hidrocarburos. La *zona de transición* es el rango de elevación en el cual el agua es coproducida con los hidrocarburos. El *contacto gas-petróleo* es la superficie en el yacimiento arriba de la cual el gas es la fase de hidrocarburos producida. El contacto gas-petróleo está controlado por el volumen de gas en el casquete, no por propiedades capilares.

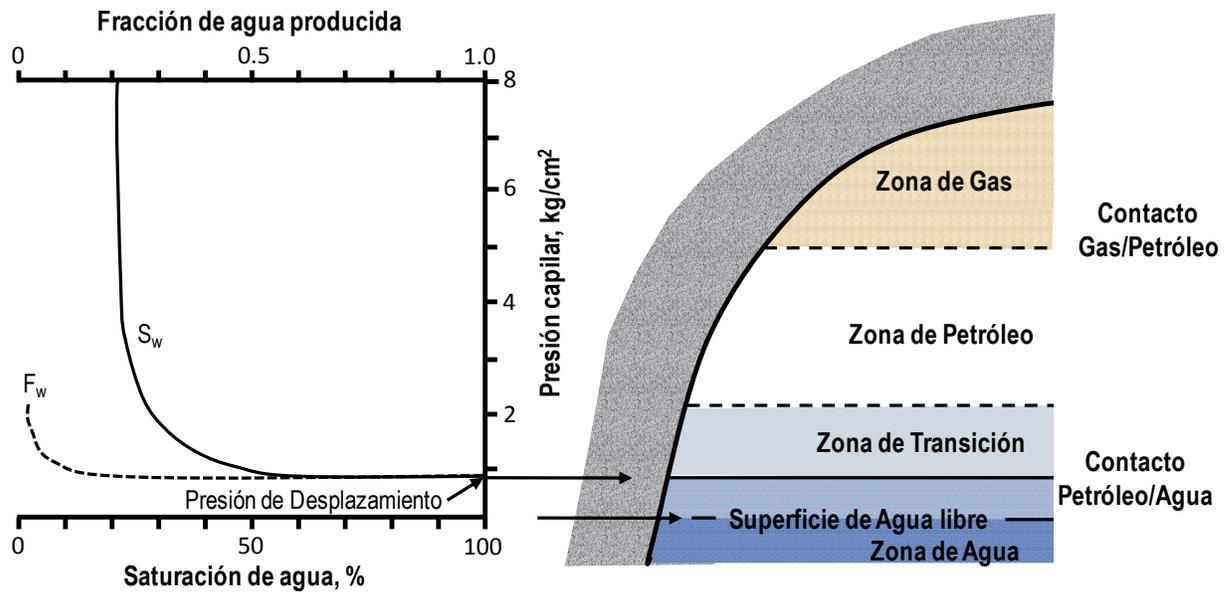


Figura 2.1. Relación de contactos en el yacimiento, presión capilar y curvas de producción de fluidos, Brown (1992).

El concepto de presión capilar puede usarse para evaluar la profundidad de los contactos de fluidos en el yacimiento, el espesor de la zona de transición y con ello una aproximación de la eficiencia de recuperación durante la recuperación primaria o secundaria. La evaluación de la presión capilar en el potencial del yacimiento y sello de la roca es muy importante debido a que la capilaridad controla la distribución estática de fluidos en el yacimiento antes de la producción, y la cantidad de fluido remanente después de la producción primaria.

## 2.2. Métodos para la determinación de contactos de fluidos

Los métodos para determinar los contactos de fluidos se enlistan en la Tabla 2.1, Bradley (1987), éstos incluyen métodos de muestreo de fluidos, estimación de saturación a través de registros, estimación a partir de núcleos convencionales y laterales, y métodos de análisis de pruebas de presión.

**Tabla 2.1. Métodos para determinar contactos de fluidos dentro de un pozo, Bradley (1987).**

Método	Descripción	Ventajas	Limitaciones
<p>Muestreo de fluidos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas de producción.</li> <li>• Pruebas del contenido de la formación a través de la tubería de perforación.</li> <li>• Pruebas RFT.</li> </ul>	<p>Determinación directa del contacto de fluidos mediante la medición de fluidos recuperados.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medición directa del contacto de fluidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rara vez espaciamientos cercanos, de esta forma los contactos tienen que ser interpolados.</li> <li>• Problemas con el filtrado de recuperación en DST y RFT.</li> <li>• Conificación, desgasificación, etc, pueden llevar a recuperaciones anómalas.</li> </ul>
<p>Determinación de saturación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registros de pozos.</li> </ul>	<p>Estimación de contactos de fluidos a partir de cambios en saturaciones de fluido o movilidad con la profundidad.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo costo.</li> <li>• Precisión en litologías simples.</li> <li>• Alta resolución.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La saturación debe de ser calibrada a la producción.</li> <li>• No confiable en litologías complejas o baja resistividad en arenas.</li> </ul>
<p>Determinación de saturación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de núcleos.</li> </ul>	<p>Estimación de contactos de fluidos a partir de cambios en saturación de fluido con la profundidad.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimación de la saturación para litologías complejas.</li> <li>• La saturación puede ser relacionada con propiedades petrofísicas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las mediciones de la saturación pueden no ser precisas.</li> <li>• Usualmente no se cuenta con núcleos continuos, de esta forma no se tiene un perfil de saturación completa.</li> </ul>
<p>Perfil de presión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas RFT.</li> </ul>	<p>Estimación de la superficie de agua libre a partir de puntos de inflexión en curvas de Presión vs Profundidad.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ligeramente afectado por la litología y conificación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impreciso; usualmente los datos requieren corrección.</li> <li>• Solamente útil para espesor de columna de hidrocarburos.</li> <li>• Más confiable para contacto de gas</li> <li>• Requiere muchas mediciones y precisión de presión para crear un perfil.</li> </ul>
<p>Perfil de presión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pruebas de yacimiento.</li> <li>• Pruebas de producción.</li> <li>• Pruebas del contenido de la formación a través de la tubería de perforación.</li> </ul>	<p>Estimación de la superficie de agua libre a partir de mediciones de presión y densidad de fluidos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de los datos de presión ampliamente disponibles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impreciso; usualmente los datos requieren corrección.</li> <li>• Solamente útil para espesor de columna de hidrocarburos.</li> <li>• Más confiable para contacto de gas.</li> <li>• Requiere pruebas de presión de ambas zonas de fluidos y asumir o medir las densidades de fluidos para estimar los contactos.</li> <li>• Requiere presiones exactas.</li> </ul>

### 2.3. Contactos no homogéneos

Inicialmente los contactos son casi homogéneos en la mayoría de los yacimientos que tienen un alto grado de continuidad, de esta forma, las elevaciones de los contactos en el yacimiento son las de los pozos de control.

Sin embargo, algunos yacimientos tienen contactos irregulares o inclinados. Las razones por la que se originan estas variaciones de elevación de contactos en los diferentes pozos de control, deben determinarse para después poder extrapolar su posición. Las razones más comunes que ocasionan estas irregularidades son:

1. Gradientes hidrodinámicos
2. Heterogeneidades del yacimiento
3. Barreras semipermeables e impermeables

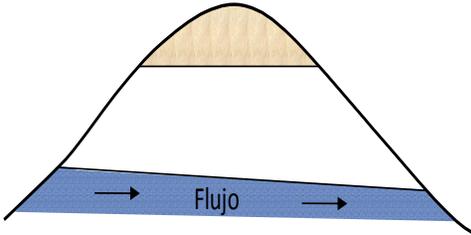
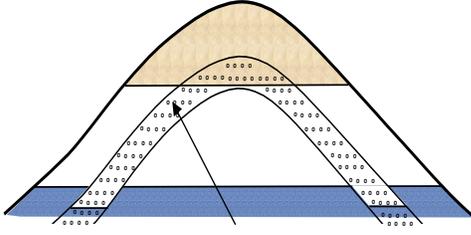
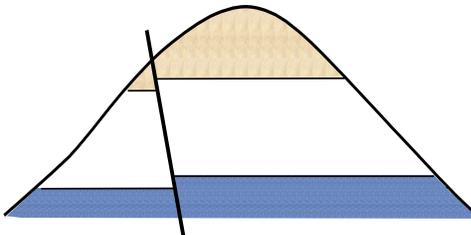
Estas situaciones usualmente pueden distinguirse porque están asociadas a diferentes características geológicas, lo que se manifiesta también en diferentes características de los contactos, Tabla 2.2.

***Gradientes hidrodinámicos.*** Un tipo común de contacto petróleo-agua no homogéneo es la inclinación en respuesta a la hidrodinámica, que resulta en el movimiento del agua en la parte inferior del yacimiento. Las condiciones hidrodinámicas que afectan los contactos, están normalmente asociadas a acuíferos activos a profundidades relativamente pequeñas. Las indicaciones de acuíferos activos son: la baja salinidad del agua, alto relieve topográfico y proximidad a áreas de recarga.

***Heterogeneidades del yacimiento.*** Las rocas pueden presentar diferencias sustanciales en su estructura porosa en diferentes partes del campo. Estas heterogeneidades pueden causar variaciones en los contactos hidrocarburos-agua especialmente en yacimientos de baja permeabilidad, como resultado de variaciones significativas en la presión capilar. En las partes de los yacimientos que presentan alta porosidad, la heterogeneidad del medio no afecta significativamente la elevación de los contactos.

Debido a que la tensión interfacial entre el petróleo y el gas es normalmente pequeña, el efecto de heterogeneidades del yacimiento en los contactos gas-petróleo es también pequeño.

Tabla 2.2. Causas y características de los contactos no homogéneos, Brown (1992).

Tipo	Causa	Características
 <p><b>Gradientes hidrodinámicos</b></p>	<p>Movimiento del agua en la parte inferior del yacimiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de condiciones hidrodinámicas.</li> <li>• Los ángulos de inclinación y direcciones de los contactos son constantes en todo el campo, a pesar de los cambios de superficie.</li> <li>• El contacto petróleo-agua tendría una inclinación más pronunciada que un contacto gas-agua, pero ambos tendrían la misma dirección.</li> </ul>
 <p><b>Heterogeneidades del yacimiento</b></p>	<p>Diferencias en saturación de hidrocarburos y permeabilidad de hidrocarburos debido a los efectos de capilaridad en los diferentes sistemas porosos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de varias litologías en el yacimiento con diferentes propiedades capilares.</li> <li>• Únicamente afecta el contacto hidrocarburo agua.</li> </ul>
 <p><b>Barreras semipermeables</b></p>	<p>Las barreras semipermeables dividen en compartimentos a un yacimiento homogéneo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contactos horizontales, aún a diferentes profundidades en diversas partes del yacimiento.</li> <li>• Contactos gas-petróleo y petróleo-agua son afectados.</li> <li>• Los cambios en los contactos no corresponden a gradientes hidrodinámicos, o cambios en las propiedades de capilaridad.</li> </ul>

**Barreras semipermeables.** Estas barreras pueden dividir a un yacimiento en compartimentos con diferentes contactos cada uno, aún cuando las propiedades de capilaridad de las rocas del yacimiento sean equivalentes en ambos lados que se dividen por la barrera. Las barreras semipermeables pueden consistir en fallas o estratos semipermeables.

Los contactos en el yacimiento son horizontales, pero a diferentes elevaciones o profundidades en cada compartimento. La elevación entre los contactos está relacionada con la presión de desplazamiento de las barreras semipermeables, Watts (1987).

Una vez determinada la posición de la barrera y la elevación del contacto en cada compartimento a través de los pozos de control, el contacto puede mapearse como una superficie horizontal en cada compartimento del yacimiento.

## CAPÍTULO III. POZOS HORIZONTALES

### 3.1. Descripción

Los avances en las tecnologías de perforación y terminación de pozos han colocado a los pozos horizontales entre las técnicas utilizadas para mejorar el rendimiento de la producción. Por ejemplo, en el caso de yacimientos con capa de gas o mecanismo de empuje por agua, los pozos horizontales ayudan a disminuir la conificación si se terminan adecuadamente y se producen con caídas de presión reducidas, sin presentar mucha restricción al flujo, lo cual se observa en pozos con penetración parcial. La perforación horizontal es también eficaz para aumentar la superficie de extracción de fluidos, mejorando así la productividad.

Como pozos inyectores, los pozos horizontales presentan también una mayor área de contacto y por lo tanto se mejora la inyectividad, lo cual es deseable en las aplicaciones de recuperación mejorada. Otras ventajas de los pozos horizontales, se mencionan a continuación:

- a) Un pozo horizontal debidamente orientado, puede intersectar más fracturas verticales y así aumentar la productividad en los yacimientos naturalmente fracturados.

- b) Los pozos horizontales tienen ventajas únicas en la explotación de formaciones difíciles de alcanzar.
- c) Se puede explotar un yacimiento en diferentes direcciones o incluso explotar yacimientos que se encuentran separados o divididos en bloques.
- d) Formaciones pequeñas que económicamente no son factibles de explotar, pueden ser rentables a través de la perforación de pozos horizontales.
- e) Se puede reducir el número de pozos a perforar para la explotación de un yacimiento determinado ya que tienen mayor productividad.

### 3.2. Tipos de Flujo

Para poder establecer los tipos de flujos que se presentan en los pozos horizontales, así como las ecuaciones que los representan, es necesario definir primero el modelo de un pozo horizontal.

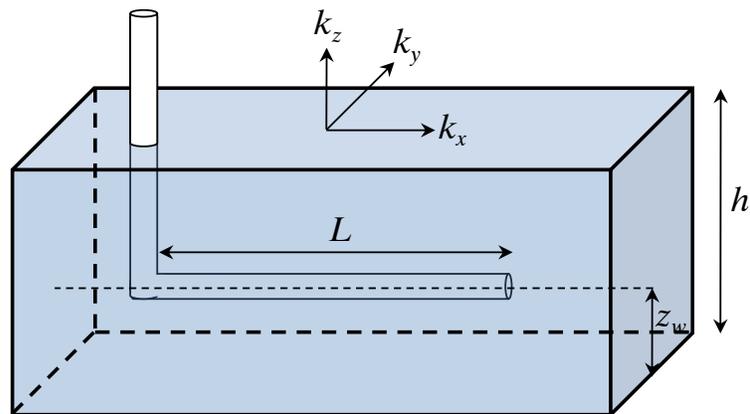


Figura 3.1. Pozo completamente horizontal en extensión lateral, Bourdet (2002).

En la Figura 3.1 se representa dicho modelo.  $L$  es la longitud del pozo,  $h$  el espesor del yacimiento,  $z_w$  es la distancia entre el pozo y la frontera inferior,  $k_x$  es la permeabilidad horizontal en dirección  $x$ ,  $k_y$  es la permeabilidad horizontal en dirección  $y$ ,  $k_z$  es la permeabilidad vertical y  $r_w$  es el radio del pozo.

En general, los pozos horizontales presentan cuatro diferentes regímenes de flujo de acuerdo con Kuchuk (1991), que dependen tanto de la geometría del pozo como de la del yacimiento, los cuales se presentan de acuerdo al orden cronológico siguiente:

1. Flujo radial a tiempos cortos.
2. Flujo lineal a tiempos cortos o intermedios.
3. Flujo pseudo-radial a tiempos largos.
4. Flujo lineal a tiempos largos.

Para describir las ecuaciones de flujo correspondientes a cada periodo, se definen las siguientes variables:

$\Delta p$  = diferencia de presión,  $p_i - p_{wf}$  (psi)

$q$  = gasto volumétrico (stb/d)

$t$  = tiempo (horas)

$B$  = factor de volumen de formación (rb/stb)

$\mu$  = viscosidad del petróleo (cp)

$\phi$  = porosidad (fracción)

$c_t$  = compresibilidad total (1/psi)

$L, h, z_w, r_w =$  (ft)

### 3.2.1. Flujo radial a tiempos cortos

Inicialmente, cuando el pozo se pone en operación se desarrolla el flujo radial en el plano vertical perpendicular al pozo. El pozo actúa como si fuera un pozo vertical totalmente penetrante en un yacimiento infinito con espesor  $L$ .

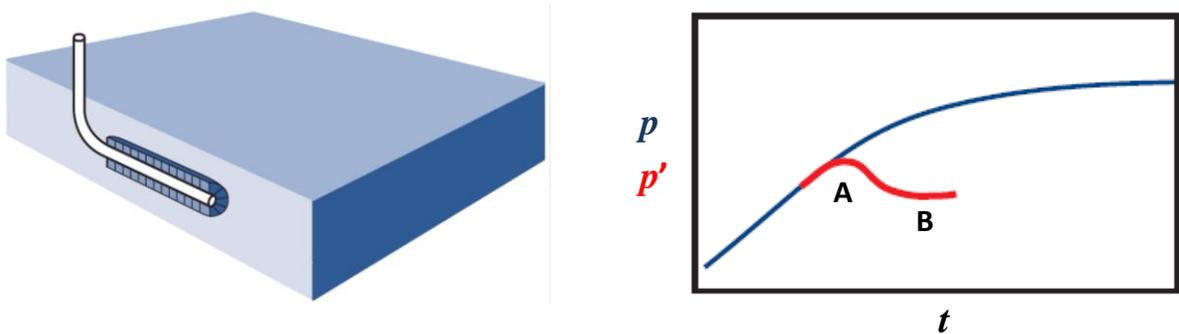


Figura 3.2. Representación del flujo radial en plano vertical y su comportamiento de presión vs tiempo en gráfica log-log, Junaid (2002).

En una gráfica log-log con la derivada, se observa el efecto de almacenamiento del pozo, después de la curva (A) se presenta la primera estabilización (B).

La respuesta de presión durante este periodo de flujo está dada por la ecuación:

$$\Delta p = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_y k_z L}} \left[ \log \frac{\sqrt{k_y k_z t}}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] . \quad (3.1)$$

$s$  = factor de daño, si tiene valor positivo se denomina daño mecánico debido a la perforación y terminación, y se denota como  $s_m$ .

Físicamente, este periodo de flujo termina cuando se alcanza el efecto de la frontera superior o inferior, o bien cuando el flujo a través de las extremidades del pozo afecta la respuesta de presión.

### 3.2.2. Flujo lineal a tiempos cortos o intermedios

Si la longitud del pozo es lo suficientemente grande comparado con el espesor del yacimiento, puede desarrollarse un periodo de flujo lineal una vez que la presión transitoria alcanza las fronteras superior e inferior.

En una gráfica log-log, la derivada presenta una pendiente de  $\frac{1}{2}$  en su línea recta (C).

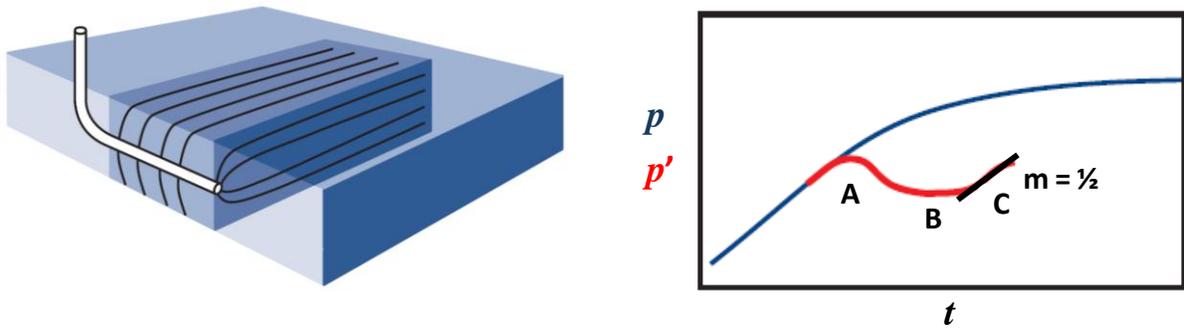


Figura 3.3. Representación del flujo lineal a tiempos cortos y su comportamiento de presión vs tiempo en gráfica log-log, Junaid (2002).

La respuesta de presión durante este periodo está dada por:

$$\Delta p = \frac{8.128qB\mu}{Lh} \sqrt{\frac{t}{\phi\mu c_t k_y}} + \frac{141.2qB\mu}{L\sqrt{k_y k_z}} (s + s_z) \quad (3.2)$$

Donde  $s_z$  es el factor de pseudo-daño causado por el efecto de penetración parcial en dirección vertical.

### 3.2.3. Flujo pseudo-radial a tiempos largos

Si la longitud del pozo es suficientemente corta comparada con la dimensión del yacimiento, o dicho en otras palabras, si el yacimiento es suficientemente grande, se puede desarrollar un flujo pseudo-radial.

Las líneas de flujo convergen a partir de todas las direcciones hacia el pozo. Se observa estabilización en la derivada (D).

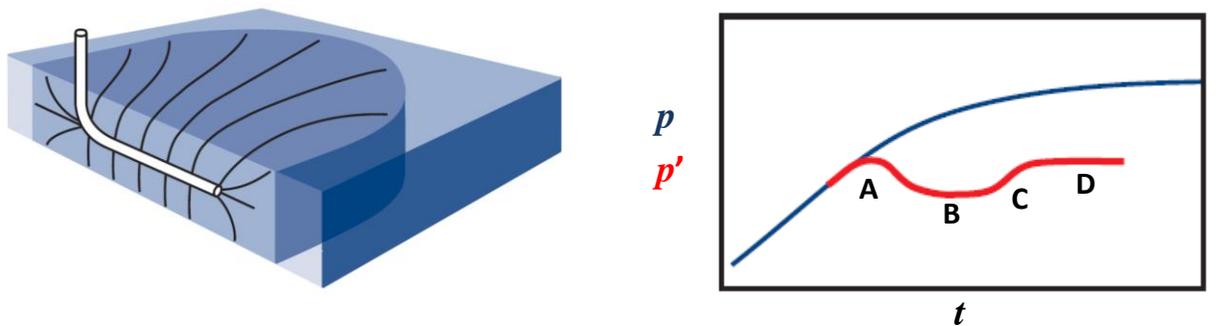


Figura 3.4. Representación del flujo pseudo-radial a tiempos largos y su comportamiento de presión vs tiempo en gráfica log-log, Junaid (2002).

La respuesta de presión durante este periodo de flujo está dada por:

$$\Delta p = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_x k_y} h} \left[ \log\left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_i L^2}\right) - 2.023 \right] + \frac{141.2qB\mu}{L\sqrt{k_y k_z}} (s + s_z) \quad (3.3)$$

Este periodo de flujo termina cuando la presión transitoria alcanza los efectos de la frontera externa.

### 3.2.4. Flujo lineal a tiempos largos

Este periodo de flujo se presenta cuando se alcanzan los efectos de las fronteras laterales, en caso de que existan.

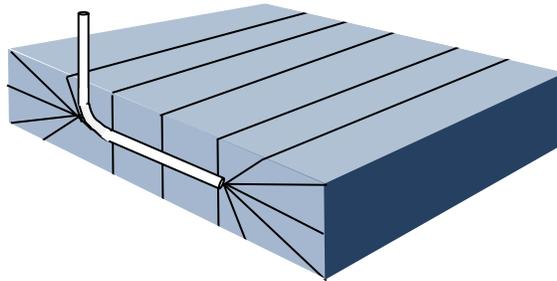


Figura 3.5. Representación del flujo lineal a tiempos largos, Joshi (1991).

La siguiente ecuación representa la respuesta de presión durante este periodo de flujo:

$$\Delta p = \frac{8.128qB\mu}{h_x h} \sqrt{\frac{\mu t}{\phi c_i k_y}} + \frac{141.2qB\mu}{L \sqrt{k_y k_z}} (s_x + s_z + s) \quad (3.4)$$

Donde  $h_x$  es el ancho del yacimiento y  $s_x$  es el factor de pseudo-daño por penetración parcial en la dirección  $x$ .

### 3.2.5. Yacimientos con capa de gas

Cuando se tiene un yacimiento cuyo mecanismo de producción principal se debe a la presencia de una capa de gas, es decir, que la capa de gas proporciona el empuje suficiente para desplazar el petróleo hacia el pozo sin tener una pérdida significativa de su potencial, entonces deben emplearse ciertas ecuaciones especiales.

Se puede representar la capa de gas como una frontera con potencial constante, en este caso, la frontera se moverá hacia el pozo y la ventana de petróleo tendrá que ser ajustada en función del tiempo, ya que esto tiene un impacto importante en la productividad del pozo.

Algunos autores (Strelstova-Adams Buhidma y Raghavan, Chu y cols, Kuchuk y cols, Ozkan) mencionan que es válida la consideración de que la interfase gas-petróleo se comporta como una frontera a presión constante, sin embargo Al-Khalifa y Odeh (1989), mencionan que para muchos casos esta consideración no es práctica o válida.

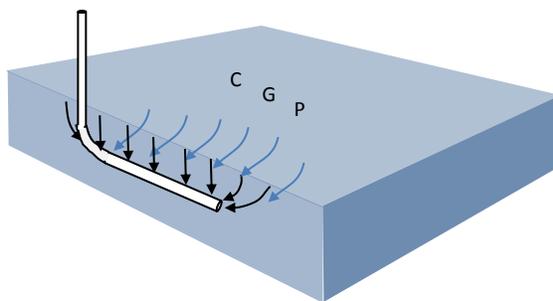


Figura 3.6. Representación del flujo en un pozo horizontal en un sistema con capa de gas.

El cálculo del gasto volumétrico para este tipo de sistema está dado por las siguientes expresiones en las unidades ya mencionadas:

Ozkan:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \sqrt{kk_z} L}{B\mu \ln \left\{ \frac{\tan \left[ \frac{\pi}{4h} (2z_w + r_w \sqrt{k_z/k}) \right]}{\tan \left[ \frac{\pi}{4h} (r_w \sqrt{k_z/k}) \right]} \right\}} (p_i - p_{wf}) . \quad (3.5)$$

Donde,

$$k = \sqrt{k_x k_y} .$$

La ecuación (3.5) puede emplearse si

$$L \geq 4.6h \sqrt{k/k_z} . \quad (3.6)$$

Kuchuk:

$$q = \frac{6.17 \times 10^{-3} \sqrt{kk_z} (L/2)}{B\mu \left\{ \log \left[ \frac{8h}{\pi r_w (1 + \sqrt{k_z/k})} \cot \left( \frac{\pi z_w}{2h} \right) \right] + 0.4343 \left[ s - \frac{(h - z_w)}{L/2} \sqrt{\frac{k}{k_z}} \right] \right\}} (p_i - p_{wf}) . \quad (3.7)$$

Esta ecuación debe emplearse si se cumple  $h_D \leq 2.5$ , donde:

$$h_D = \sqrt{k/k_z} \left( \frac{h}{L/2} \right) . \quad (3.8)$$

En la Figura 3.7. se pueden observar las diferencias en los valores de los gastos volumétricos obtenidos en función de la diferencia de presión, calculados a partir de las ecuaciones (3.5) y (3.7).

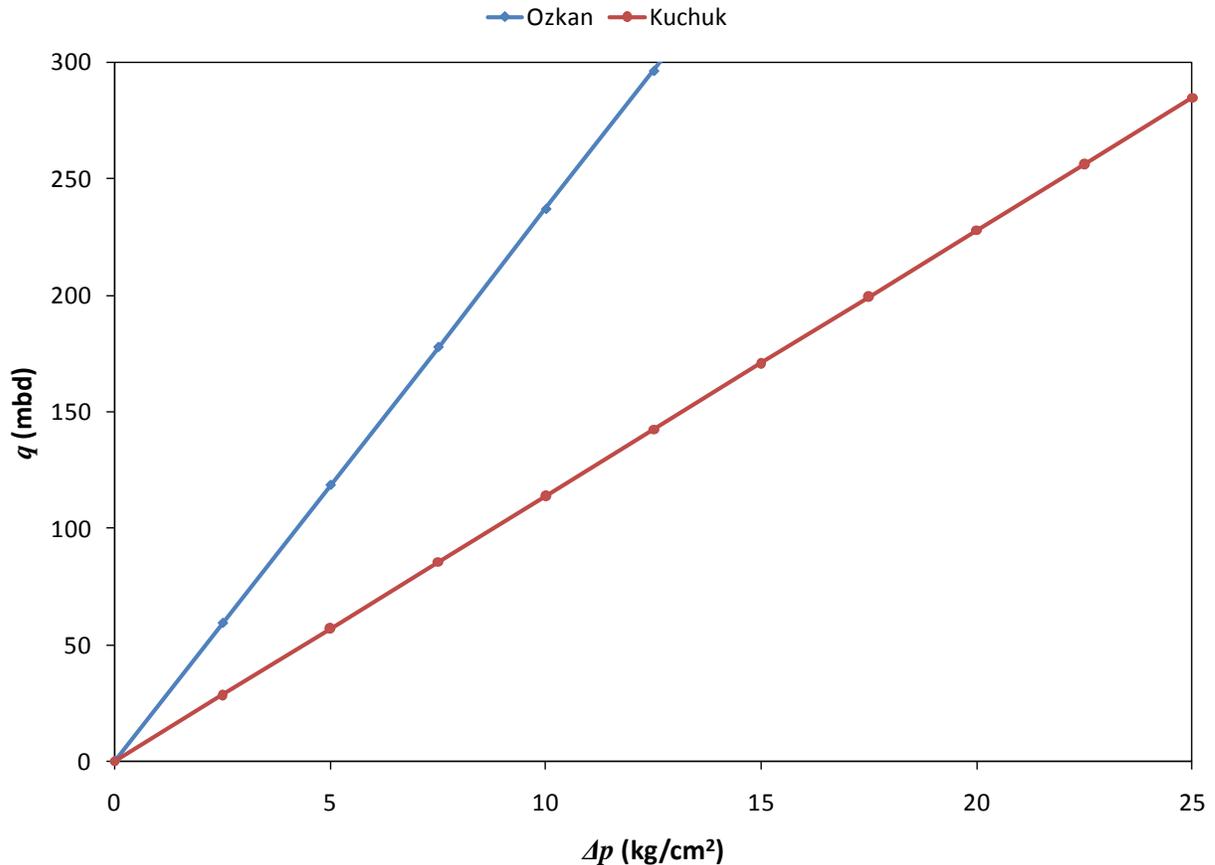


Figura 3.7. Cálculo del gasto volumétrico a partir de las ecuaciones de Kuchuk y Ozkan para pozos horizontales en un yacimiento con capa de gas, en función de la diferencia de presión. Datos del sistema:  $\mu = 3$  cp,  $B_o = 1.2$ ,  $\rho_o = 0.8$  g/cm<sup>3</sup>,  $k_{x,z} = 4$  D,  $\emptyset = 5\%$ ,  $L = 300$  m, diámetro = 7",  $z_w = 50$  m.

Analizando la Figura 3.7, se observa que para una  $\Delta p$  dada, los valores de  $q$  obtenidos mediante la ecuación de Ozkan, son mucho más grandes (aproximadamente dos veces mayores) que los que se obtienen a través de la ecuación de Kuchuk.

Si se considera el criterio de utilizar el valor más alto del gasto para el diseño de un pozo, se pueden presentar desviaciones importantes entre los resultados esperados y los resultados obtenidos de la aplicación en campo. Aunado a esto, para que se cumpla la condición de la aplicación de la ecuación de Ozkan, se deben emplear valores de  $L$  muy grandes respecto a los valores de  $h$ , lo cual físicamente puede ser impráctico en algunas aplicaciones.

Para el cálculo de los valores del gasto volumétrico fuera de las condiciones establecidas (3.6) y (3.8), deben emplearse ecuaciones más complejas, ya que existe aportación importante de flujo de otras partes del yacimiento.

Considerando los puntos anteriores como las principales limitantes, en el desarrollo de esta tesis se empleará la ecuación desarrollada por Kuchuk.

#### **3.2.5.1. Análisis de la influencia de la longitud del pozo**

En este análisis se considera el diámetro del pozo fijo y se varía la longitud para observar el impacto que tiene esta variable en el gasto volumétrico. Se considera un factor de daño igual a cero, ya que únicamente se desea evaluar el efecto de la variable de interés en el diseño del pozo. Se consideran las mismas propiedades del sistema de la Figura 3.7.

En la Figura 3.8. se observa que entre más grande es la longitud del pozo, mayor es el gasto volumétrico. La longitud es un parámetro muy importante, ya que se mejora en forma considerable la productividad del pozo.

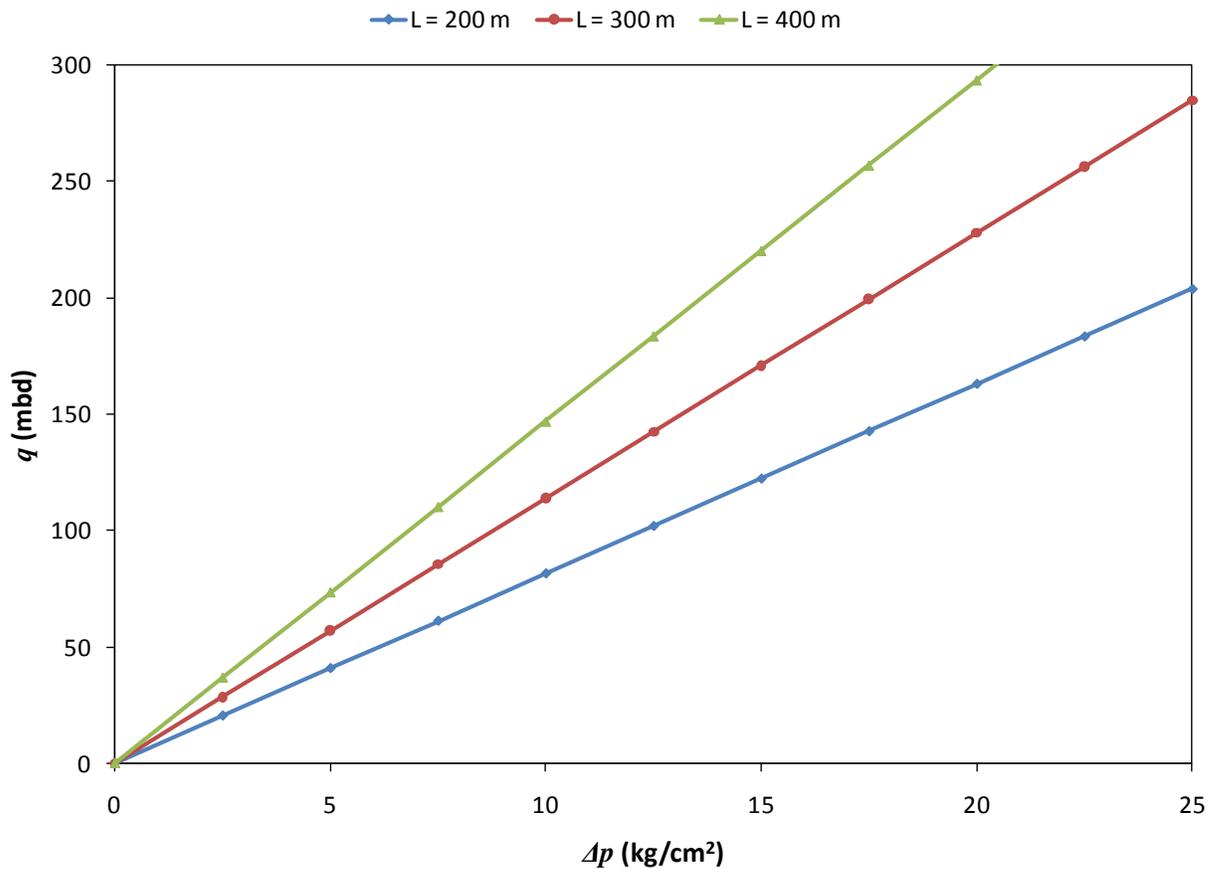


Figura 3.8. Influencia de la longitud del pozo horizontal en el gasto volumétrico empleando la ecuación de Kuchuk.  
 $z_w = 50$  m, diámetro = 7".

### 3.2.5.2. Análisis de la influencia del diámetro del pozo

Para este caso se considera la longitud del pozo constante y se varía el diámetro para evaluar su impacto. De la misma forma que en el análisis del efecto de la longitud, se considera un factor de daño igual a cero. Se consideran las mismas propiedades del sistema de la Figura 3.7.

En la Figura 3.9. puede observarse que el impacto que tiene el diámetro en la productividad del pozo, es menor que el impacto que tiene la longitud de la tubería, sin embargo se puede obtener un gasto volumétrico relativamente mayor si se incrementa el diámetro del pozo.

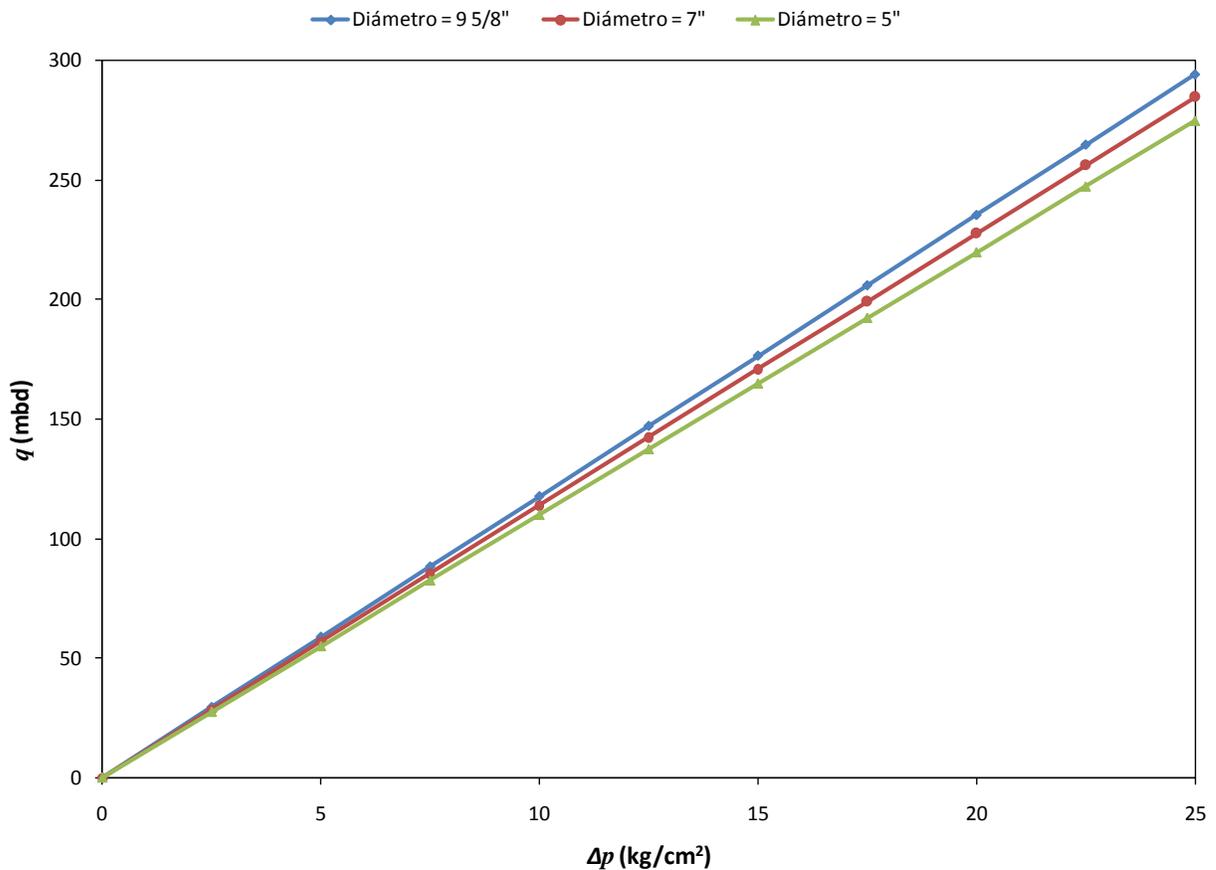


Figura 3.9. Influencia del diámetro del pozo horizontal en el gasto volumétrico empleando la ecuación de Kuchuk.

$z_w = 50$  m,  $L = 300$  m.

Otro parámetro importante a evaluar y que debe definirse durante el diseño del pozo, es su posición en el yacimiento, la cual repercute en forma importante en la productividad. En resumen, la longitud, el diámetro y la posición del pozo, son los parámetros que deben definirse en el diseño del mismo.

### 3.2.5.3. Análisis mediante variables adimensionales

Para simplificar el análisis de las características del pozo, las propiedades del yacimiento y del fluido, es conveniente hacer uso de variables adimensionales. Estas se definen de la siguiente forma:

$$z_{wD} = \sqrt{k/k_z} \left( \frac{z_w}{L/2} \right) . \quad (3.9)$$

$$r_{wD} = \frac{\pi r_w}{8h} \left( 1 + \sqrt{k_z/k} \right) . \quad (3.10)$$

$$q_D = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{kk_z}(L/2)\Delta p} . \quad (3.11)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.8-11) en la ecuación (3.7), se obtiene una expresión de la forma:

$$q_D = \frac{1}{\log \left[ \frac{1}{r_{wD}} \cot \left( \frac{\pi z_{wD}}{2h_D} \right) \right] + 0.4343(s - h_D + z_{wD})} . \quad (3.12)$$

Si no se considera el factor de daño, entonces se puede analizar  $q_D$  en función de  $z_{wD}$  y  $h_D$ . Debido a que  $r_{wD}$  también cambia, entonces es conveniente hacer una corrección en función de  $r_w$ , por lo que para un diámetro determinado se puede graficar  $h_D$  vs  $q_D$  para cada  $z_{wD}$ .

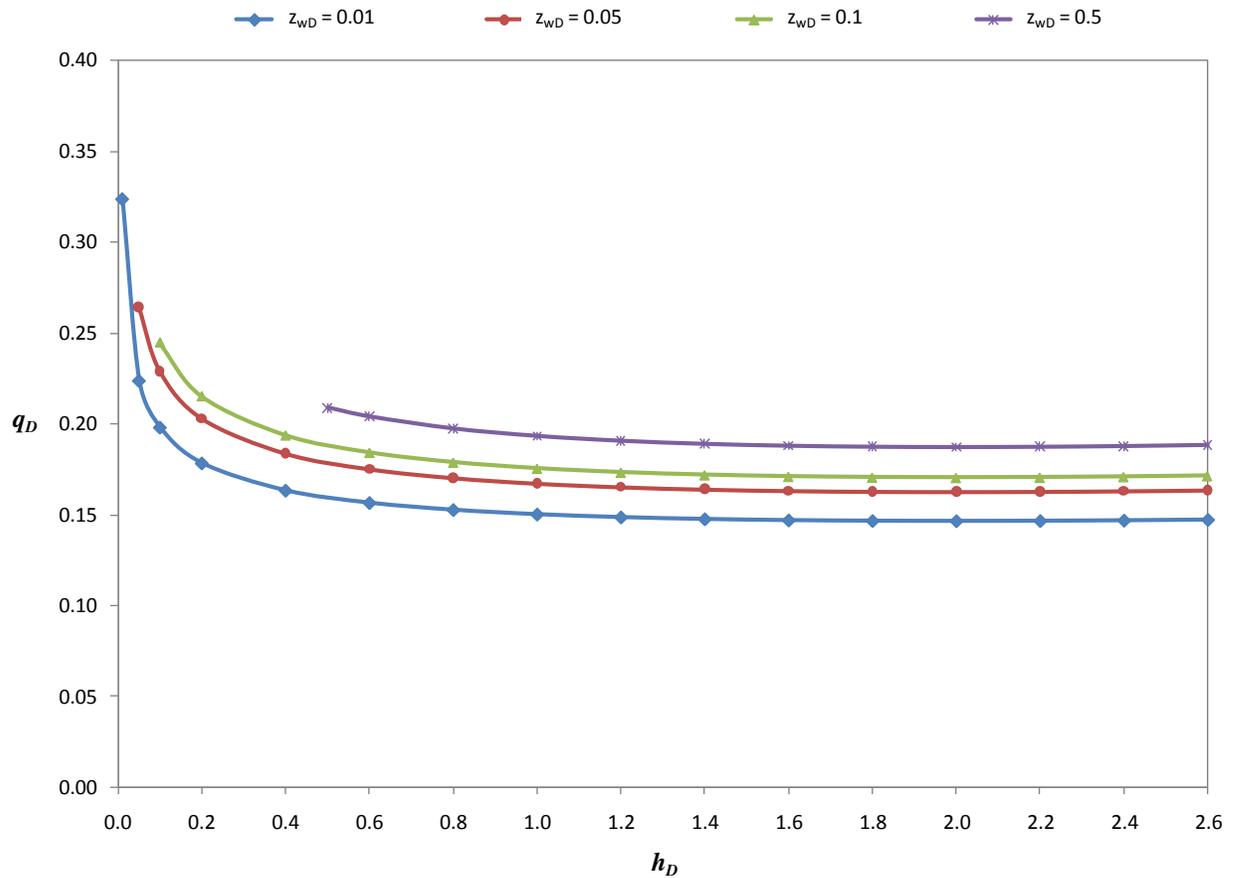


Figura 3.10. Análisis de la ecuación de Kuchuk a través de variables adimensionales para una tubería de 7'' de diámetro.

A través de la Figura 3.10. se puede obtener el valor de  $q_D$  partiendo de los valores de  $h_D$  y  $z_{wD}$ , para un diámetro determinado.

Con el valor de  $q_D$  obtenido y con  $h_D$ , se emplea la Figura 3.11. tocando la curva del diámetro con el que se obtuvo  $q_D$ , se desplaza verticalmente hasta alcanzar la curva del diámetro con el que se desea evaluar y de esta forma se obtiene el nuevo valor de  $q_D$ . Con este nuevo valor y aplicando la ecuación (3.11) se obtiene el valor del gasto volumétrico.

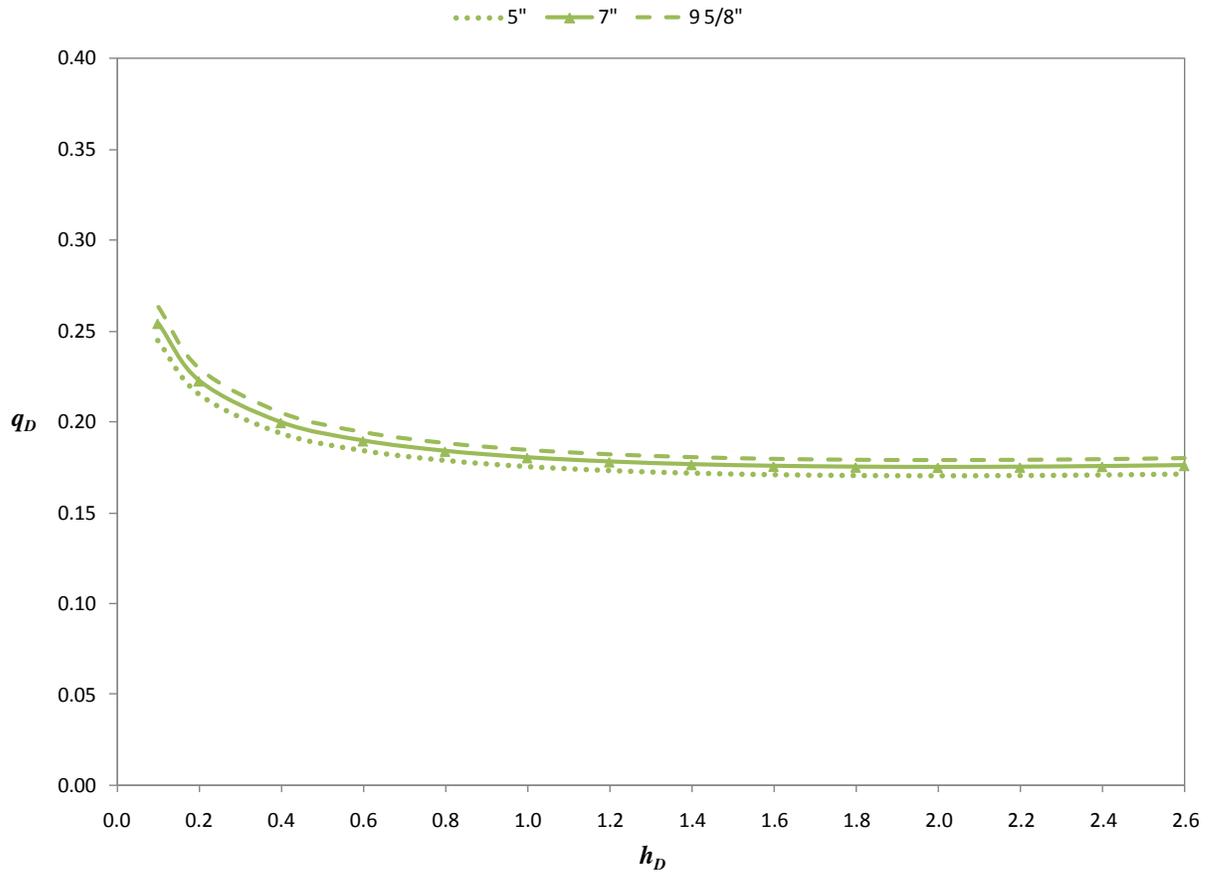


Figura 3.11. Corrección de  $q_D$  en función del diámetro  $r_w$  para un mismo valor de  $z_{wD}$ .

### 3.3. Caída de presión en tuberías horizontales

Si se considera que un pozo horizontal puede ser representado como una tubería horizontal, entonces la ecuación para el cálculo de la caída de presión en la tubería puede escribirse a través de la ley de la conservación de masa, momentum y energía como:

$$\frac{dp}{dL} = \left( \frac{dp}{dL} \right)_{\text{gravedad}} + \left( \frac{dp}{dL} \right)_{\text{fricción}} + \left( \frac{dp}{dL} \right)_{\text{aceleración}} \quad (3.13)$$

Considerando además que los términos de gravedad y aceleración son despreciables en la sección horizontal de la tubería, la ecuación se reduce a:

$$\frac{dp}{dL} = \left( \frac{dp}{dL} \right)_{\text{fricción}} = -\frac{f_m \rho v^2}{2g_c d} \quad (3.14)$$

Esta ecuación representa el cálculo de la caída de presión en una tubería en una sola fase. Para la fase petróleo se puede escribir como:

$$\Delta p = \frac{1.8364 \times 10^{-7} f_m \rho q^2 L}{d^5} \quad (3.15)$$

Donde,

$f_m$  = factor de fricción (adimensional)

$\rho$  = densidad del fluido (lb/ft<sup>3</sup>)

$q$  = gasto volumétrico (rb/d)

$d$  = diámetro interno de la tubería (ft)

$L$  = longitud horizontal (ft)

$\Delta p$  = caída de presión (psi)

La Figura 3.12, puede emplearse para determinar el factor de fricción, el cual depende del régimen de flujo; en el flujo turbulento el factor de fricción se ve afectado por la rugosidad de la tubería  $\varepsilon$  (ft). Para la determinación del régimen de flujo se considera el número de Reynolds  $Re$  (adimensional), que representa la relación de las fuerzas de inercia y fuerzas viscosas.

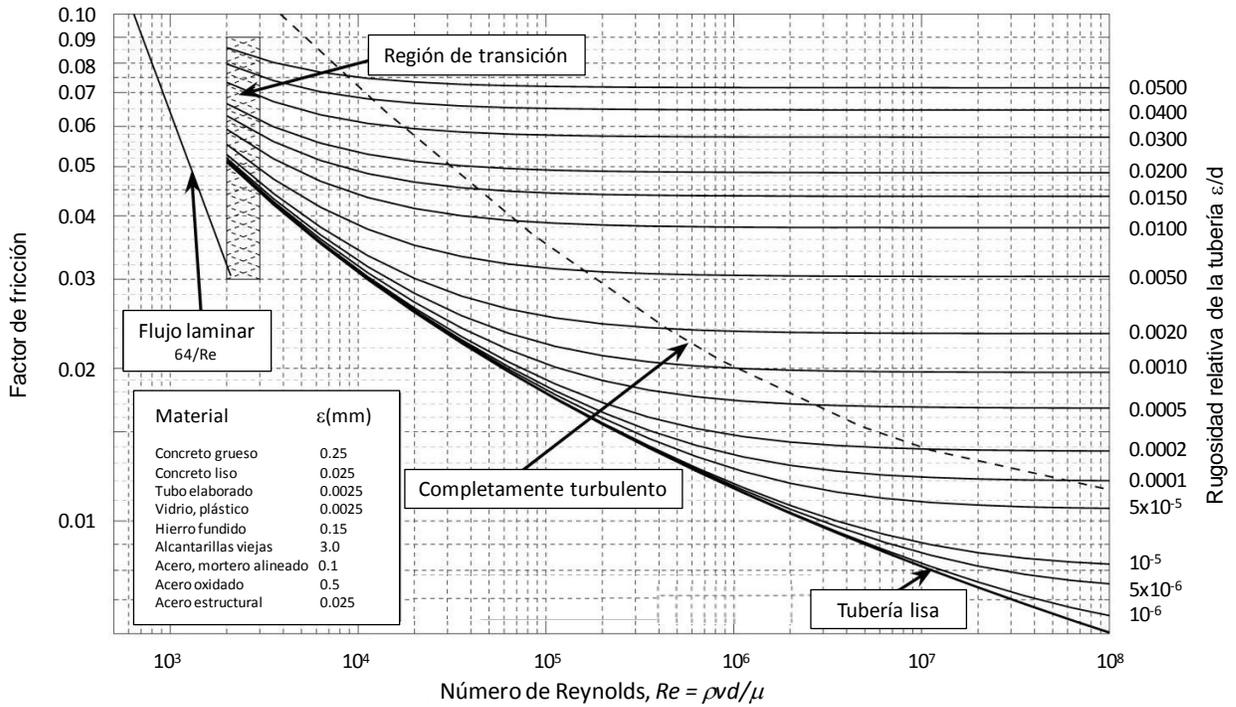


Figura 3.12. Estimación del factor de fricción para flujo a través de tuberías, Moody (1944).

Se tiene que:

Flujo laminar:	$Re < 2300$
Flujo turbulento	$Re > 4000$
Región de transición	$2300 < Re < 4000$

### 3.3.1. Flujo laminar

En la región de flujo laminar, el factor de fricción aparente  $f_{app}$ , incorpora el efecto combinado del corte en la pared y el cambio de momentum debido al perfil de velocidad desarrollado. La caída de presión total desde la entrada del flujo hasta el punto de interés, se determina mediante la ecuación siguiente:

$$\Delta p = \frac{1.14644 \times 10^{-5} (4f_{app}) \rho q^2 L}{d^5} \quad (3.16)$$

Donde el factor de fricción aparente está dado por:

$$f_{app} = \Delta p^* d / 4x \quad (3.17)$$

$$\Delta p^* = 13.74(x^*)^{0.5} + \frac{1.25 + 64x^* - 13.74(x^*)^{0.5}}{1.0 + 0.0002(x^*)^2} \quad (3.18)$$

$$x^* = \frac{x/d}{Re} \quad (3.19)$$

Donde  $x$  es la distancia de interés (ft).

### 3.3.2. Flujo turbulento

Como se muestra en la Figura 3.13, para flujo turbulento, cuando la longitud de la tubería es al menos 2 veces el valor de su diámetro, se tiene un factor de fricción bajo, por lo tanto en pozos horizontales pueden despreciarse las pérdidas de presión por fricción para flujo turbulento.

Para petróleos pesados las caídas de presión pueden ser considerables debido a que tienen altas viscosidades.

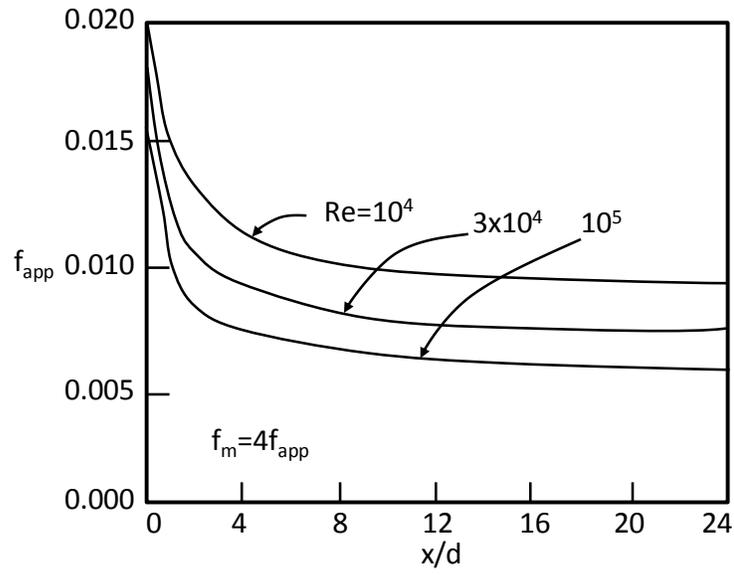


Figura 3.13. Factor de fricción para flujo turbulento para tubería lisa circular con velocidad uniforme, Bathi (1987).

## CAPÍTULO IV. MODELO DE COMUNICACIÓN ARTIFICIAL ENTRE COMPARTIMENTOS

### 4.1. Comunicación artificial entre compartimentos a través de pozos horizontales

El modelo desarrollado en el trabajo presente para comunicar los yacimientos compartimentalizados, consiste en la perforación de pozos horizontales con terminaciones en ambos compartimentos o bloques que se desean comunicar. El flujo de fluidos se realizará debido a la diferencia de potencial que exista entre ellos. En el esquema siguiente se detalla el planteamiento:

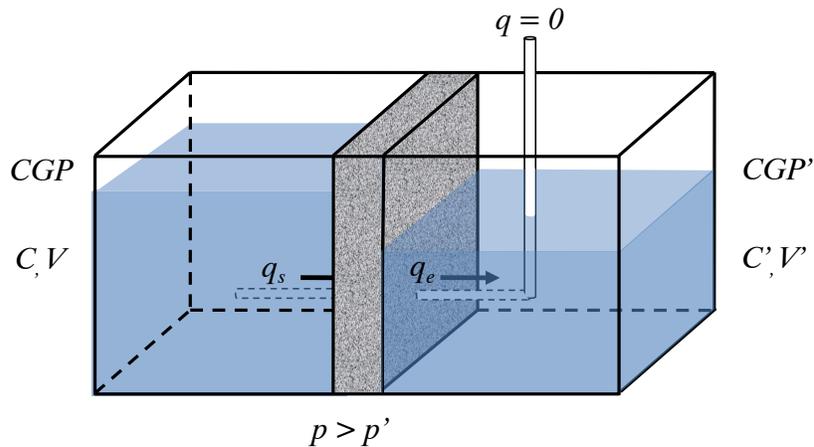


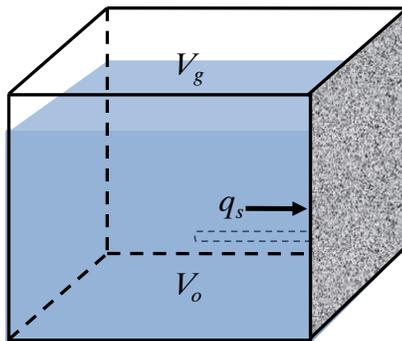
Figura 4.1. Esquema de comunicación artificial a través de un pozo horizontal entre dos compartimentos con capa de gas y diferentes posiciones del contacto gas-petróleo.

La función del pozo horizontal es la de transferir fluidos desde un bloque fuente hacia un bloque receptor, logrando así, disminuir los efectos de la compartimentalización provocada por la presencia de barreras permeables o semipermeables. El índice de comunicación interbloque  $\alpha$ , desempeñará un papel importante en el sistema, ya que de su magnitud dependerá la rapidez con que se realice la transferencia de fluidos. Así por ejemplo, un valor pequeño de  $\alpha$  representará tiempos largos para alcanzar el equilibrio de potenciales, por lo cual puede no ser conveniente o rentable su aplicación.

#### 4.2. Desarrollo del modelo matemático

Para estimar el comportamiento de los potenciales, se requiere desarrollar un modelo matemático. Para ello es necesario partir de un balance de materia.

Para el bloque fuente se tiene:



Volumen poroso de petróleo	$V_o$
Volumen poroso de gas	$V_g$
Volumen poroso del bloque	$V = V_g + V_o$
Relación volumétrica	$r = \frac{V_o}{V}$

Figura 4.2. Esquema del bloque fuente

El cambio de masa que ocurre en el bloque fuente está dado por:

$$\frac{dm}{dt} = -q\rho_o \quad , \quad (4.1)$$

Donde el gasto volumétrico que se transfiere entre bloques se define:

$$q = \alpha(p - p') \quad . \quad (4.2)$$

Por otro lado:

$$m = V\rho \quad , \quad (4.3)$$

Derivando la ecuación (4.3) respecto al tiempo.

$$\frac{dm}{dt} = \frac{dV\rho}{dt} \quad ,$$

Considerando el volumen del bloque constante.

$$\frac{dm}{dt} = V \frac{d\rho}{dt} \quad ,$$

Aplicando la regla de la cadena.

$$\frac{dm}{dt} = V \left( \frac{d\rho}{dp} \frac{dp}{dt} \right) \quad , \quad (4.4)$$

Por definición se tiene:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \quad \Longrightarrow \quad \frac{d\rho}{dp} = c\rho \quad , \quad (4.5)$$

Sustituyendo la ecuación (4.5) en (4.4).

$$\frac{dm}{dt} = Vc\rho \frac{dp}{dt} . \quad (4.6)$$

Igualando las ecuaciones (4.1) y (4.6).

$$Vc\rho \frac{dp}{dt} = -q\rho_o , \quad (4.7)$$

Donde:

$$\rho = (1-r)\rho_g + r\rho_o , \quad (4.8)$$

$$c = (1-r)c_g + rc_o , \quad (4.9)$$

Y

$$c_g = c_g^p S_{gg} + c_o^p S_{og} + c_w^p S_{wg} + c_r ,$$

$c_g^p$  = Compresibilidad del gas en fase pura

$S_{gg}$  = Saturación del gas en zona de gas

$c_o^p$  = Compresibilidad del petróleo en fase pura

$S_{og}$  = Saturación del petróleo en zona de gas

$c_w^p$  = Compresibilidad del agua en fase pura

$S_{wg}$  = Saturación del agua en zona de gas

$c_r$  = Compresibilidad de la roca

Para el petróleo:

$$c_o = c_o^p(1 - S_{wo}) + c_w^p S_{wo} + c_r \quad .$$

Expresando el gasto volumétrico en términos del índice de comunicación interbloque y definiendo:

$$c = c \frac{\rho}{\rho_o}$$

La ecuación (4.7) queda de la forma:

$$Vc \frac{dp}{dt} = -\alpha(p - p') \quad . \quad (4.10)$$

Para el bloque receptor se aplica el mismo procedimiento:

$$V'c' \frac{dp'}{dt} = \alpha(p - p') \quad . \quad (4.11)$$

Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación (4.10) del bloque fuente y asociando términos:

$$\begin{aligned} Vc(s\bar{p} - p_i) &= -\alpha(\bar{p} - \bar{p}') \quad , \\ (Vcs + \alpha)\bar{p} - \alpha\bar{p}' &= Vcp_i \quad . \end{aligned} \quad (4.12)$$

Desarrollando el mismo procedimiento para el bloque receptor.

$$\begin{aligned} V'c'(s\bar{p}' - p_i') &= \alpha(\bar{p} - \bar{p}') \quad , \\ -\alpha\bar{p} + (V'c's + \alpha)\bar{p}' &= V'c'p_i' \quad . \end{aligned} \quad (4.13)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (4.12) y (4.13).

$$\tilde{p} = \frac{p_i + \frac{\alpha}{V'c's} p_i + \frac{\alpha}{Vc's} p_i'}{s + \frac{\alpha}{V'c'} + \frac{\alpha}{Vc}} , \quad (4.14)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$p = p_i e^{-\alpha\left(\frac{1}{c'V'} + \frac{1}{cV}\right)t} + \left(\frac{p_i}{c'V'} + \frac{p_i'}{cV}\right) \left[ \frac{1 - e^{-\alpha\left(\frac{1}{c'V'} + \frac{1}{cV}\right)t}}{\frac{1}{c'V'} + \frac{1}{cV}} \right] , \quad (4.15)$$

Definiendo:

$$\omega = \frac{c'V'}{cV + c'V'} \quad (4.16)$$

$$\frac{1}{\tau} = \alpha \left( \frac{cV + c'V'}{cVc'V'} \right) \quad (4.17)$$

$\omega$  = Relación de almacenamiento (adimensional)

Tanto  $\tau$  como  $\omega$  cambian a través del tiempo.

La ecuación que representa el comportamiento de la presión del bloque fuente queda de la forma:

$$p = (p_i - p_i')(1 - e^{-t/\tau})\omega + p_i' \quad (4.18)$$

$p_i$  = Presión del bloque fuente al inicio de la transferencia de fluidos (kg/cm<sup>2</sup>).

$p_i'$  = Presión del bloque receptor al inicio de la transferencia de fluidos (kg/cm<sup>2</sup>).

$t$  = tiempo (día)

$p$  es una presión de referencia dentro de la zona de petróleo. En el trabajo presente, esta presión corresponde a la profundidad donde se localiza el pozo horizontal.

Para el bloque receptor, se tiene:

$$p' = (p_i - p_i')e^{-t/\tau} + (p_i - p_i')(1 - e^{-t/\tau})\omega + p_i' \quad (4.19)$$

Sustituyendo las ecuaciones (4.18) y (4.19) en la siguiente ecuación:

$$q = -\alpha(p - p')$$

La ecuación para determinar el gasto volumétrico queda:

$$q = \alpha(p_i - p_i')e^{-t/\tau} \quad (4.20)$$

Para el volumen acumulado de hidrocarburos transferidos entre bloques:

$$V_{acum} = \sum_{i=1}^n q_i t_i \quad (4.21)$$

Las ecuaciones obtenidas representan el comportamiento del potencial de dos bloques comunicados a través de un pozo horizontal, así como del gasto volumétrico transferido. Estas ecuaciones pueden servir para evaluar la sensibilidad que tiene el tamaño de los bloques comunicados, así como del índice de comunicación interbloque; sin embargo ambos bloques no producen hidrocarburos, razón por la cual su aplicación en campo es poco práctica, esto hace necesario desarrollar ecuaciones que consideren los gastos de producción de los bloques.

Basándose en las ecuaciones (4.10) y (4.11), el planteamiento de estas ecuaciones es:

$$Vc \frac{dp}{dt} = -\alpha(p - p') - q_p \quad , \quad (4.22)$$

$$V'c' \frac{dp'}{dt} = \alpha(p - p') - q'_p \quad . \quad (4.23)$$

Aplicando la transformada de Laplace a las ecuaciones (4.22) y (4.23) se obtiene:

$$(Vcs + \alpha)\tilde{p} - \alpha\tilde{p}' = Vc p_i - \tilde{q}_p \quad , \quad (4.24)$$

$$-\alpha\tilde{p} + (V'c's + \alpha)\tilde{p}' = V'c' p'_i - \tilde{q}'_p \quad . \quad (4.25)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (4.24) y (4.25):

$$\tilde{p} = \frac{p_i + \frac{\alpha}{V'c's} p'_i + \frac{\alpha}{Vcs} p'_i - \frac{1}{Vcs} q_p - \frac{\alpha}{VcV'c's^2} q_p - \frac{\alpha}{VcV'c's^2} q'_p}{s + \frac{\alpha}{Vc} + \frac{\alpha}{V'c'}} \quad , \quad (4.26)$$

$$\tilde{p}' = \frac{p'_i + \frac{\alpha}{Vc's} p'_i + \frac{\alpha}{V'e's} p_i - \frac{1}{V'e's} q'_p - \frac{\alpha}{VcV'e's^2} q_p - \frac{\alpha}{VcV'e's^2} q'_p}{s + \frac{\alpha}{Vc} + \frac{\alpha}{V'e'}} . \quad (4.27)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace y simplificando:

$$p = \left[ (p_i - p'_i) \omega - \frac{q_T \tau}{\sigma} + \frac{q_p}{\lambda} \right] \left( e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) - \frac{q_T}{\sigma} t + p_i \quad (4.28)$$

$$p' = (p_i - p'_i) \left[ (\omega - 1) e^{-\frac{t}{\tau}} - \omega \right] - \left( \frac{q_T \tau}{\sigma} - \frac{q'_p}{\lambda'} \right) \left( e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) - \frac{q_T t}{\sigma} + p_i \quad (4.29)$$

Donde:

$$q_T = q_p + q'_p , \quad (4.30)$$

$$\sigma = Vc + V'e' , \quad (4.31)$$

$$\lambda = \alpha \left( \frac{Vc}{V'e'} + 1 \right) , \quad (4.32)$$

$$\lambda' = \alpha \left( \frac{V'e'}{Vc} + 1 \right) . \quad (4.33)$$

Las ecuaciones (28) y (29) representan el comportamiento de los potenciales del bloque fuente y el bloque receptor respectivamente, en cualquier tiempo determinado, considerando la producción de cada uno de ellos.

## CAPÍTULO V. ANÁLISIS DEL MODELO

### 5.1. Metodología

Las propiedades de los fluidos empleadas en forma directa o indirecta en el modelo matemático desarrollado, cambian en función de la variación de presión.

La variación de la presión a su vez, depende de la cantidad de fluidos que se transfieren de un bloque a otro y de las extracciones de cada bloque, la cual cambia a través del tiempo. Por tal razón, se deben determinar correlaciones que representen la influencia de esta variable en cada propiedad.

Para ello, es necesario contar con información de análisis PVT validados, cuyos datos obtenidos a partir de la prueba de liberación diferencial deben corregirse por efectos de la prueba de separadores.

Para el desarrollo del trabajo presente se consideraron los datos obtenidos a partir de un análisis PVT, los cuales se presentan en la Tabla 5.1. y Tabla 5.2.

**Tabla 5.1. Datos de la prueba de liberación diferencial**

Presión	Relación de solubilidad	Volumen Relativo de Petróleo	Volumen Relativo Total	Densidad de Petróleo	Factor de Desviación	Factor Volumétrico de Formación de Gas
(psig)	Rs (A)	B <sub>od</sub> (B)	B <sub>rd</sub> (C)	(lb/ft <sup>3</sup> )	z	B <sub>g</sub> (D)
2145	492	1.321	1.321	49.156	-	-
2000	465	1.309	1.348	49.374	0.868	0.008
1800	427	1.293	1.396	49.705	0.874	0.009
1600	392	1.277	1.459	50.017	0.879	0.010
1400	357	1.262	1.545	50.342	0.887	0.012
1200	323	1.247	1.664	50.642	0.895	0.014
1000	284	1.230	1.849	51.004	0.903	0.017
800	249	1.215	2.128	51.310	0.915	0.021
600	211	1.198	2.629	51.684	0.931	0.028
400	170	1.180	3.642	52.071	0.948	0.043
200	120	1.153	6.776	52.652	0.971	0.085
0	0	1.061	-	54.537	-	-

@ 60°F      1.000

Densidad del petróleo residual = 21°API @ 60°F.

- (A) Pies cúbicos de gas a 14.65 psia y 60°F por barril de petróleo residual a 60°F.
- (B) Barriles de petróleo a la presión y temperatura indicada por barril de petróleo residual a 60°F.
- (C) Barriles de petróleo y gas liberado a la presión y temperatura indicada por barril de petróleo residual a 60°F.
- (D) Pies cúbicos de gas a la presión y temperatura indicada por pie cúbico de gas a 14.65 psia y 60°F.

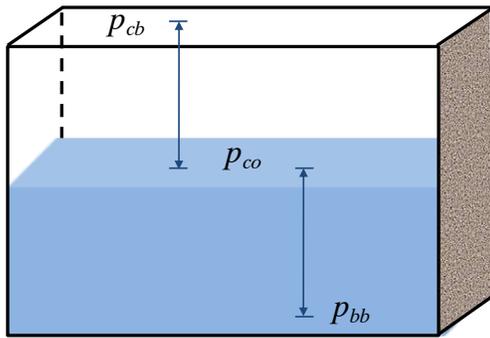
**Tabla 5.2. Datos de la prueba de separadores**

Presión de Separación	Temperatura de Separación	Relación Gas/Petróleo	Relación Gas/Petróleo	Gravedad de Petróleo a 60°F	Factor Volumétrico de Formación	Factor Volumétrico de Separador	Gravedad Específica del gas
psig	°F	Laboratorio (A)	Sep. de gas (B)	°API	B <sub>ob</sub> (C)	(D)	
25	71	391	398	23.1	1.260	1.017	0.877
a 0	71	24	24			1.005	1.178
50	71	362	371	23.4	1.254	1.026	0.832
a 0	71	42	42			1.005	1.217
100	71	319	332	23.6	1.252	1.042	0.795
a 0	71	73	73			1.005	1.248
200	71	286	303	23.4	1.257	1.058	0.755
a 0	71	107	108			1.005	1.199

- (A) Pies cúbicos de gas @ 60°F y 14.65 psia por barril de petróleo @ presión y temperatura indicada.
- (B) Pies cúbicos de gas @ 60°F y 14.65 psia por barril de petróleo residual @ 60°F.
- (C) Barriles de petróleo saturado @ 2145 psig y 207°F por barril de petróleo residual a @ 60°F.
- (D) Barriles de petróleo @ presión y temperatura indicada por barril de petróleo residual @ 60°F.

Con los datos corregidos se aplica la metodología siguiente:

1. Se determinan las correlaciones para el cálculo de los factores de volumen de formación del petróleo y del gas, así como para sus compresibilidades y densidades en función de la presión.
2. Se determinan las presiones medias en la zona de gas y de petróleo de acuerdo al esquema siguiente:



$p_{cb}$  = Presión en la cima del bloque

$p_{co}$  = Presión en el contacto gas-petróleo

$p_{bb}$  = Presión en la base del bloque o en el contacto agua-petróleo

$p_{mg}$  = Presión media en la zona de gas

$p_{mo}$  = Presión media en la zona de petróleo

$$p_{mg} = \frac{p_{cb} + p_{co}}{2} \quad , \quad p_{mo} = \frac{p_{co} + p_{bb}}{2}$$

Figura 5.1. Definición de presiones dentro de un bloque.

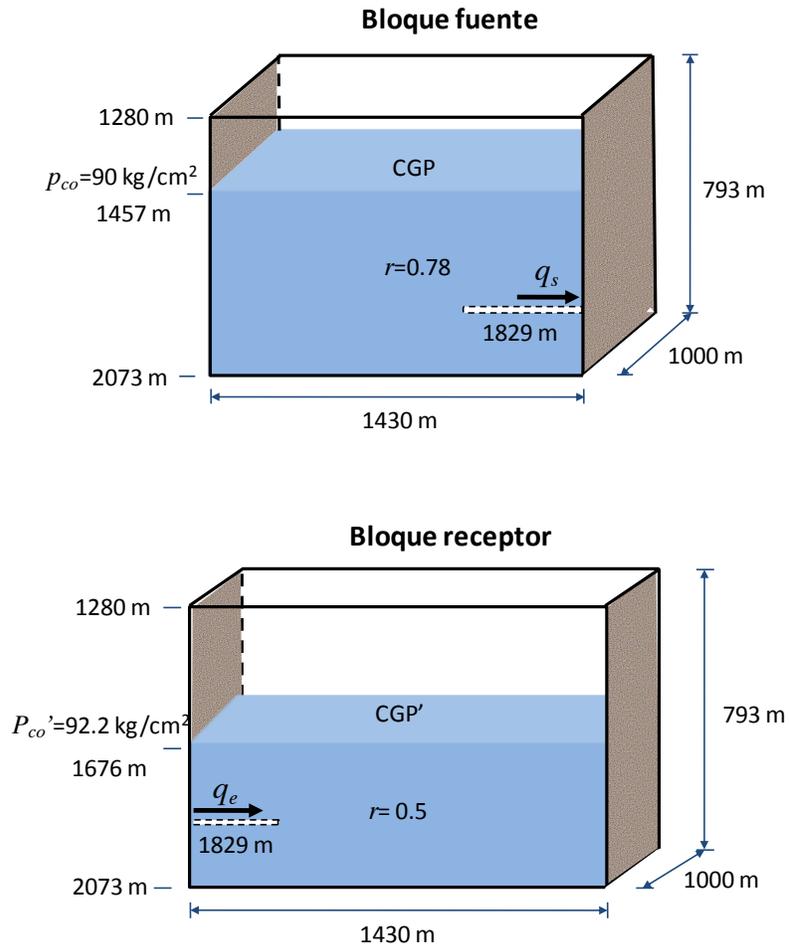
3. A partir de la ecuación (3.9), se determina el índice de productividad del pozo (índice de comunicación interbloque) en cada compartimento. Éste debe ser igual en ambos bloques, ya que al tener valores diferentes, el sistema estará limitado por el índice de menor valor. El índice está en función tanto de las propiedades de cada bloque como del diseño del pozo.
4. Con los valores iniciales de  $r$ ,  $c_g$  y  $c_o$  se determina  $c$  a partir de la ecuación (4.9). Para obtener  $c'$ , se sigue el mismo procedimiento.

5. Con los valores de  $p_i$ ,  $p_i'$ ,  $V$ ,  $V'$ ,  $c$ ,  $c'$  y  $\alpha$  se emplean las ecuaciones correspondientes (4.18) y (4.19) para determinar las presiones o potenciales de cada bloque a un tiempo  $t$ .
6. Con los nuevos potenciales obtenidos se calcula la posición de los contactos y  $r$ .
7. Se repite el paso 4 hasta que los potenciales se igualen en ambos bloques.
8. Se calcula el gasto volumétrico que se transfiere entre bloques a cada tiempo determinado.
9. Se calcula el volumen de hidrocarburos acumulado que se transfiere entre bloques.

## 5.2. Aplicación del modelo y análisis de resultados

En esta sección se aplicará el modelo matemático desarrollado en el Capítulo IV, siguiendo la metodología descrita en este capítulo. Para ello se considera el sistema descrito en la Figura 5.2, en donde se plantea comunicar dos bloques de las mismas características y dimensiones pero con diferentes posiciones del contacto gas-petróleo. Las propiedades del sistema son típicas de yacimientos naturalmente fracturados de la región marina de Pemex (Akal).

Las pérdidas de presión por fricción se consideran despreciables con base en lo descrito en el Capítulo III. Como presión de referencia se considera la presión existente a nivel del pozo horizontal. Se desprecia el efecto del periodo transitorio debido a las altas permeabilidades.



Datos del sistema		
Viscosidad del petróleo	3	centipoise
Permeabilidad horizontal	3	darcies
Permeabilidad vertical	3	darcies
Porosidad	5	%
Compresibilidad de la roca	$5.7 \times 10^{-5}$	$1/\text{kg}/\text{cm}^2$
Ventana de petróleo en el bloque fuente	616	metros
Ventana de petróleo en el bloque receptor	397	metros
Longitud del pozo en el bloque fuente	500	metros
Longitud del pozo en el bloque receptor	500	metros
Radio del pozo	0.11	metros
Distancia del pozo a la base del bloque fuente	244	metros
Distancia del pozo a la base del bloque receptor	244	metros

Figura 5.2. Sistema de dos bloques comunicados a través de un pozo horizontal.

Los resultados obtenidos para el índice de comunicación interbloque se presentan en la Tabla siguiente:

Tabla 5.3. Tabla de resultados para la determinación del índice de comunicación interbloque.

Bloque fuente			Bloque receptor		
$q$ (b/d)	$\Delta p$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$J$ (b/d/kg/cm <sup>2</sup> )	$q$ (b/d)	$\Delta p$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$J$ (b/d/kg/cm <sup>2</sup> )
-417690	30	-13923	202490	14	14464
-375368	27	-13903	255519	18	14196
-323570	23	-14068	293634	21	13983
Promedio		<u>-13965</u>	Promedio		<u>14214</u>

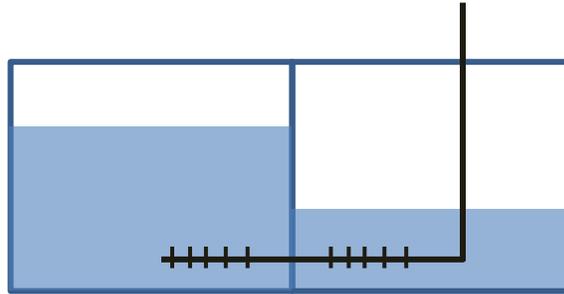
Con el valor de  $\alpha$  definido y los datos del sistema, se analiza la influencia del tamaño de los bloques y del número de pozos comunicantes en el gasto transferido, así como el tiempo en el que se equilibran los potenciales en cada caso.

### 5.2.1. Análisis de la influencia del tamaño de los bloques

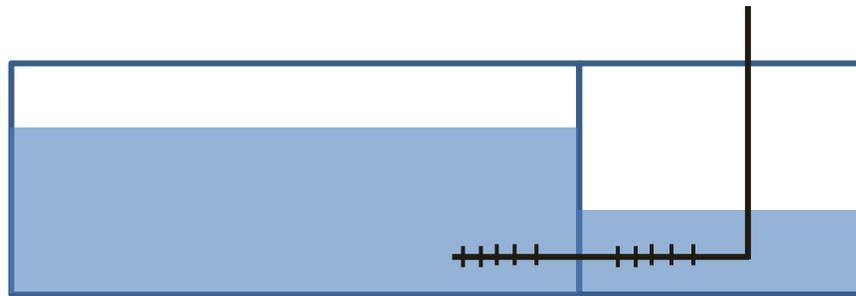
En esta sección se evaluará el impacto que tiene el tamaño de los bloques en la cantidad de fluidos que se transfiere. Para ello se considerarán tres escenarios (Figura 5.3.).

El Escenario 1 considera dos bloques del mismo tamaño. El Escenario 2 considera que el bloque fuente tiene dos veces el tamaño del bloque receptor. Finalmente el Escenario 3 consta de un bloque fuente con la mitad del tamaño del bloque preceptor.

Escenario 1. Dos bloques iguales.



Escenario 2. El bloque fuente tiene dos veces el tamaño del bloque receptor.



Escenario 3. El bloque fuente tiene la mitad del tamaño del bloque receptor.

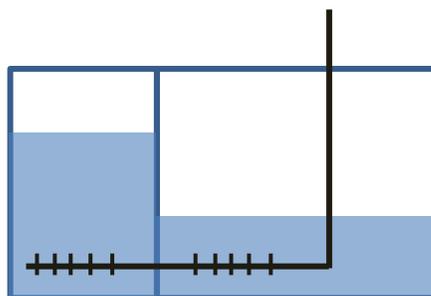


Figura 5.3. Descripción de escenarios analizados considerando los tamaños de los bloques.

El comportamiento de las presiones del bloque fuente y el bloque receptor se representa en la Figura 5.4; puede observarse que la caída de presión en el bloque fuente es más grande y ocurre con mayor rapidez cuando es de menor tamaño. Para el bloque receptor, el incremento de presión es mayor cuando el tamaño del bloque fuente es más grande.

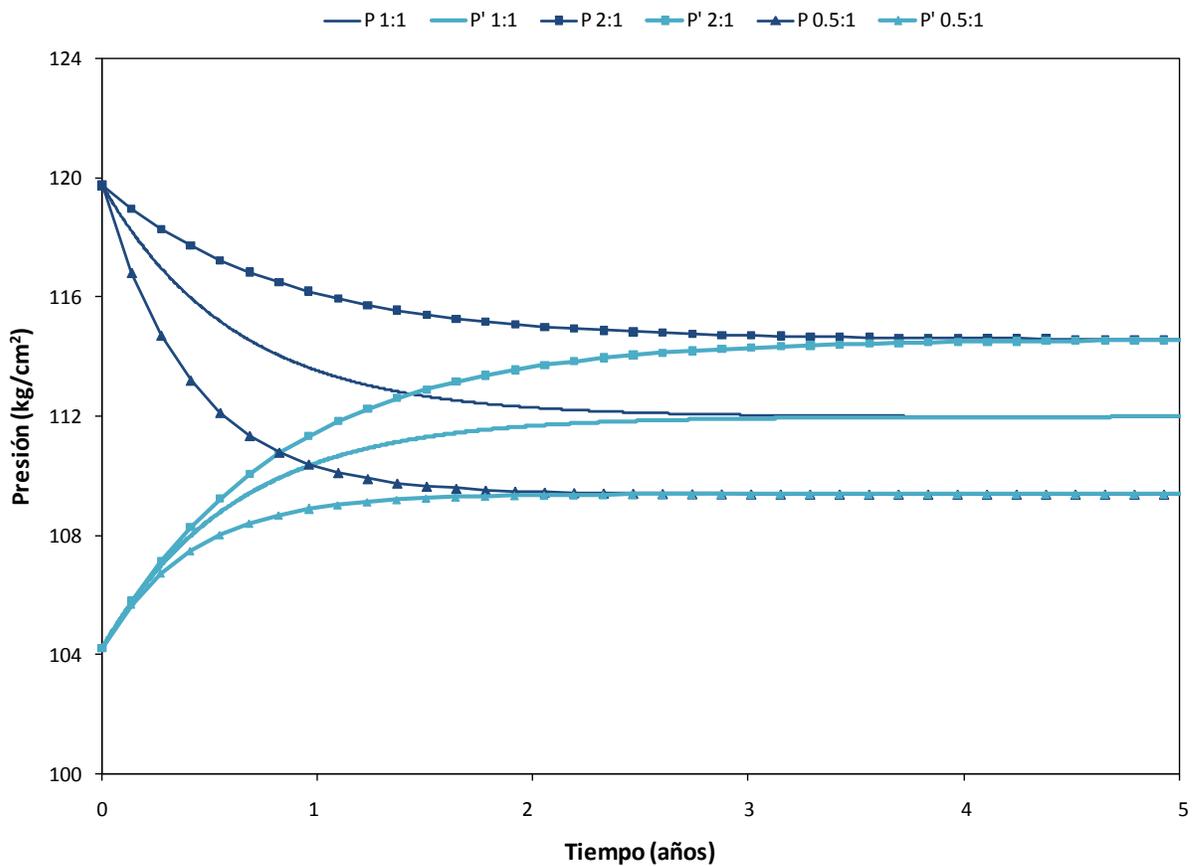


Figura 5.4. Comportamiento de la presión de los bloques en función de su tamaño.

Para el comportamiento del gasto volumétrico, en la Figura 5.5 se observa que es menor cuando se tiene menor tamaño del bloque fuente, con lo cual deja haber transferencia de fluidos en forma anticipada, debido a que la diferencia de potenciales disminuye más rápido.

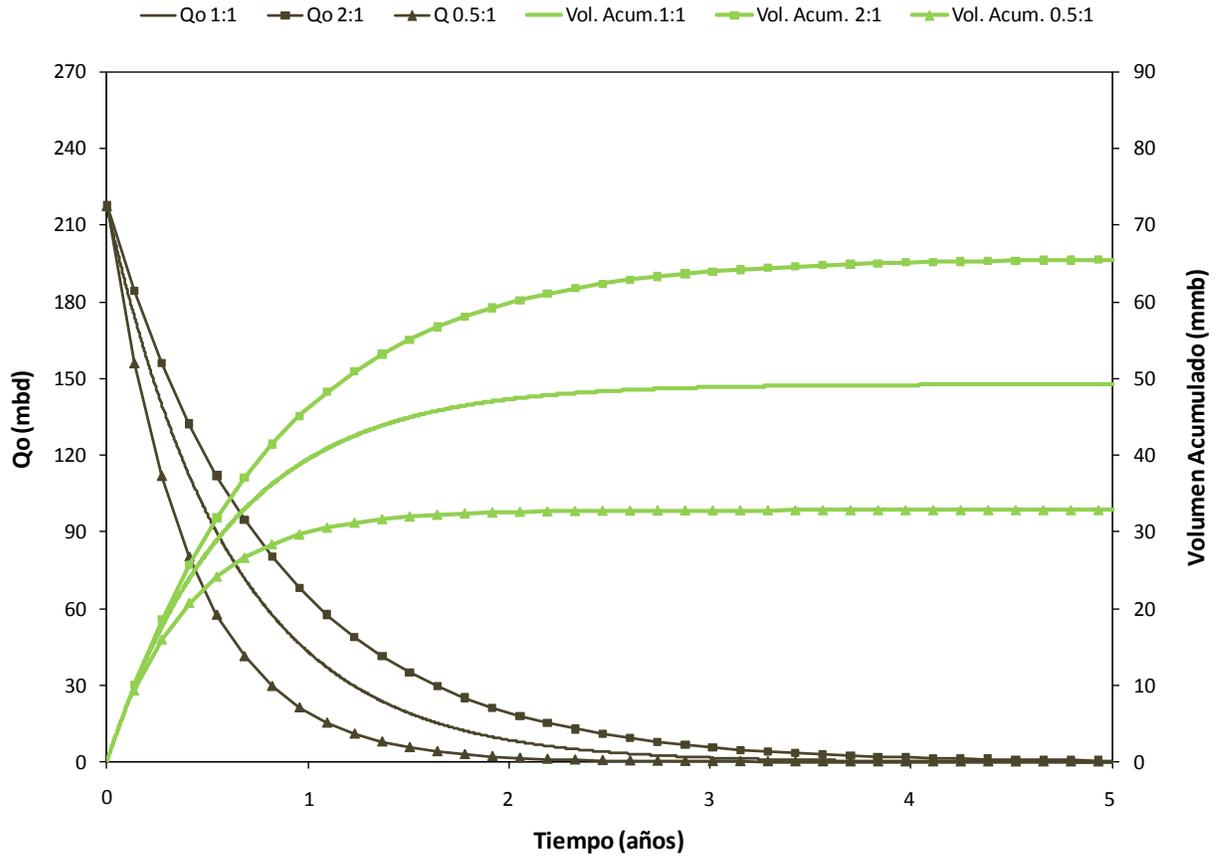
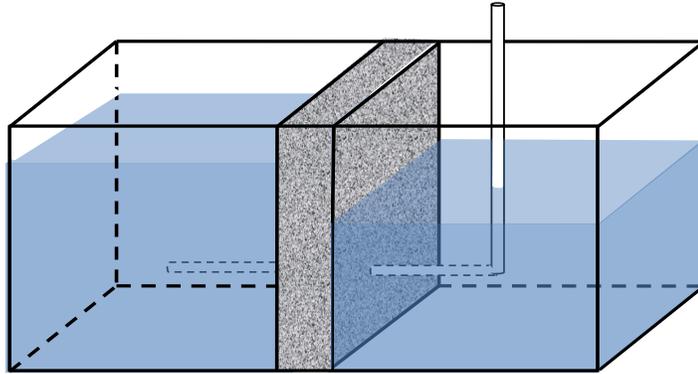


Figura 5.5. Comportamiento del gasto volumétrico y volumen acumulado transferido entre bloques, en función de su tamaño

### 5.2.2. Análisis de la influencia del índice de comunicación interbloque.

En esta sección se analizará el impacto que tiene la variación de  $\alpha$  en la rapidez de transferencia de fluidos, para ello se definen dos escenarios (Figura 5.6). El Escenario 1 considera la perforación de un solo pozo para comunicar dos bloques iguales. El Escenario 2 consiste en la perforación de dos pozos con el mismo valor de  $\alpha$  para comunicar los mismos bloques considerados en el Escenario 1. Para determinar  $\alpha$  de todo el sistema, simplemente se suman los valores de  $\alpha$  de cada pozo.

Escenario 1: Dos bloques del mismo tamaño comunicados a través de un pozo horizontal.



Escenario 2: Dos bloques del mismo tamaño comunicados a través de dos pozos horizontales.

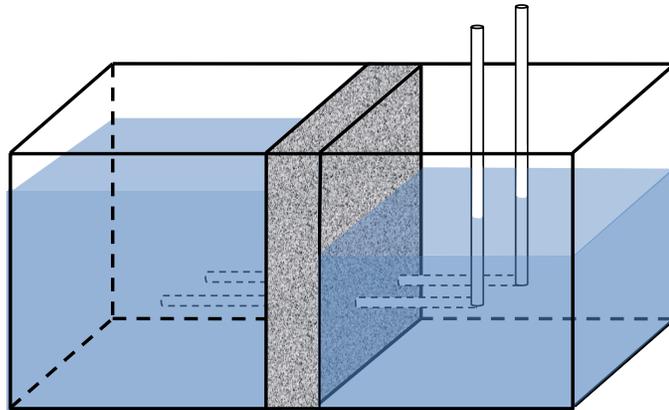


Figura 5.6. Descripción de escenarios analizados considerando diferente número de pozos

De acuerdo con los escenarios descritos, el comportamiento de las presiones del bloque fuente y en el bloque receptor se muestran en la Figura 5.7.

Se observa que el cambio de presión se acelera al incrementar el número de pozos comunicantes; o lo que es lo mismo, al incrementar el índice de comunicación interbloque, pero en ambos casos se alcanza la misma presión.

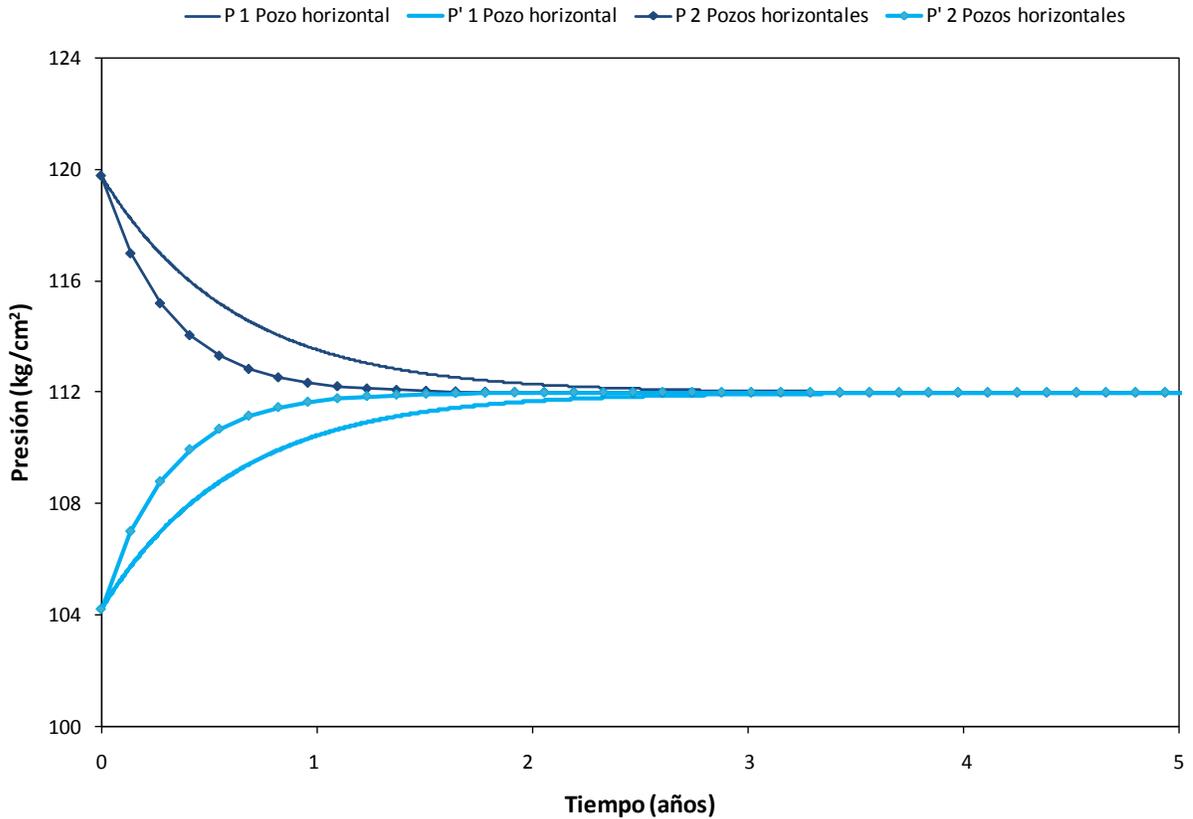


Figura 5.7. Comportamiento de la presión de los bloques en función del número de pozos comunicantes.

Al inicio de la transferencia de fluidos entre bloques, se observa (Figura 5.8) que cuando se tienen dos pozos comunicantes el gasto inicial es el doble que cuando se tiene un solo pozo, pero decrece más rápido, lo cual se debe a que el vaciamiento del bloque fuente se realiza en forma más acelerada.

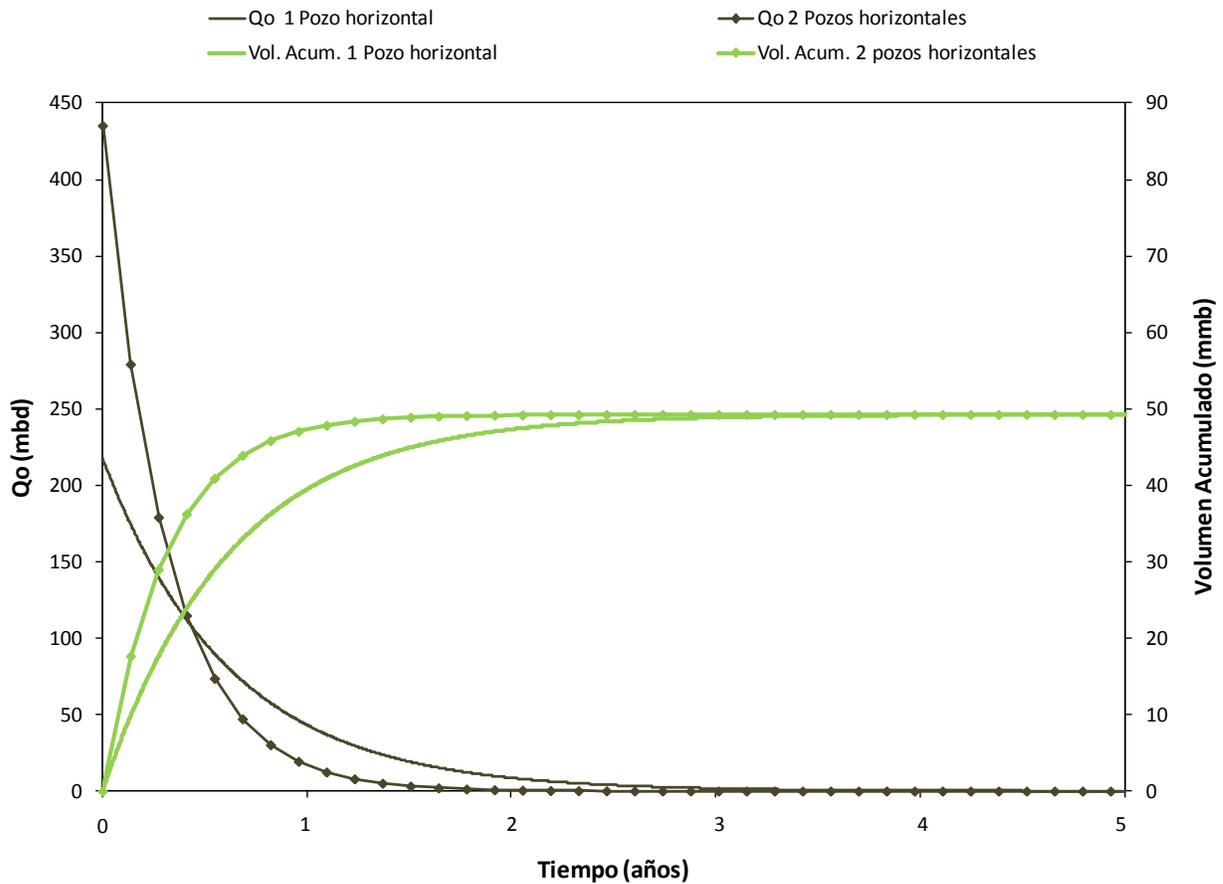


Figura 5.8. Comportamiento del gasto volumétrico y volumen acumulado transferido entre bloques, en función del número de pozos comunicantes.

Con relación al volumen acumulado, en ambos casos se obtiene el mismo valor, diferenciándose únicamente en el tiempo que se estabiliza la curva.

De acuerdo al impacto que tiene esta variable, si se desea realizar la transferencia de fluidos en un tiempo más corto, se deberá incrementar el número de pozos o simplemente incrementar el índice de comunicación interbloque, aumentando su longitud y/o diámetro de los pozos.

## CAPÍTULO VI. APLICACIÓN DEL MODELO EN LA EXLPOTACIÓN DE CAMPOS

### 6.1. Definición de escenarios

Para la aplicación del modelo en la explotación campos, se definirán cuatro escenarios de producción que se aplicarán al sistema definido en el capítulo anterior. Para ello se considera lo siguiente:

- El yacimiento se encuentra costa fuera.
- El bloque 2 está siendo explotado a través de la infraestructura consistente en: pozos de producción con un índice de productividad total de 10,000 bd/kg/cm<sup>2</sup>, instalaciones superficiales y ductos de transporte.
- Se considera una eficiencia de barrido del 100%.
- Se consideran las mismas características del pozo horizontal comunicante que en el capítulo anterior.
- El bloque 1 no está siendo explotado y se explotará incorporando infraestructura definida por los escenarios descritos a continuación.

### Escenario 1.

Se desea explotar el bloque 1 a través de **tres pozos adicionales** con un Índice de Productividad Total de  $1,000 \text{ bd/kg/cm}^2$ , perforados a través de **un tetrápodo adicional** a la infraestructura existente.

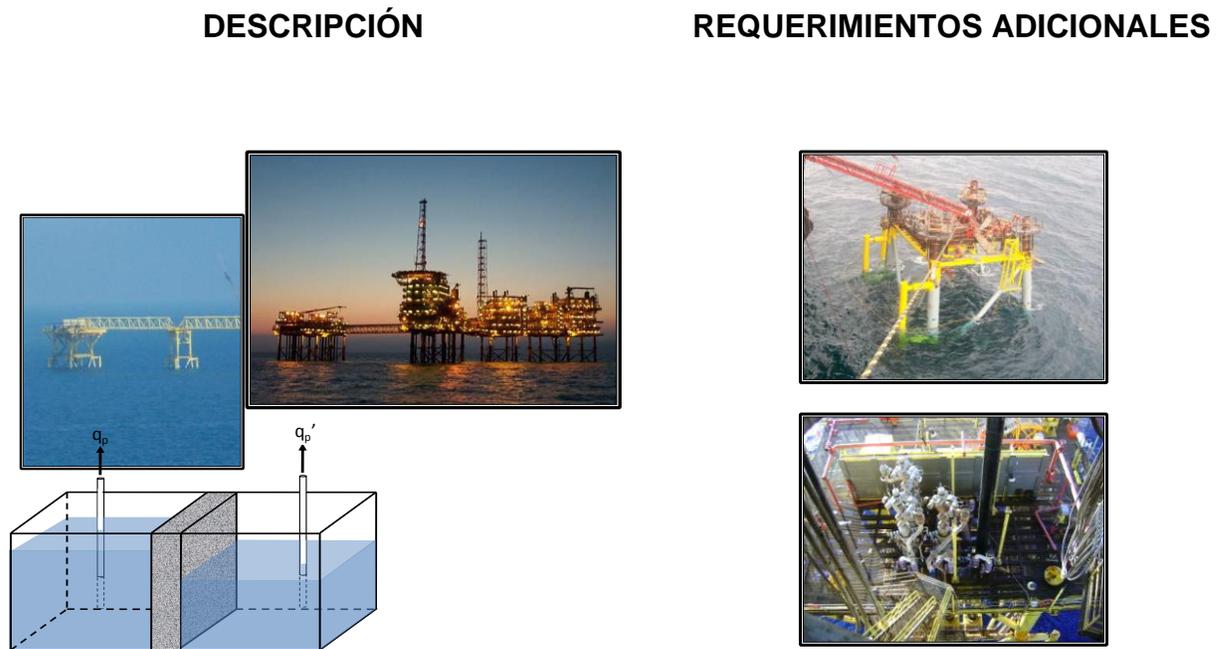


Figura 6.1. Descripción del Escenario 1.

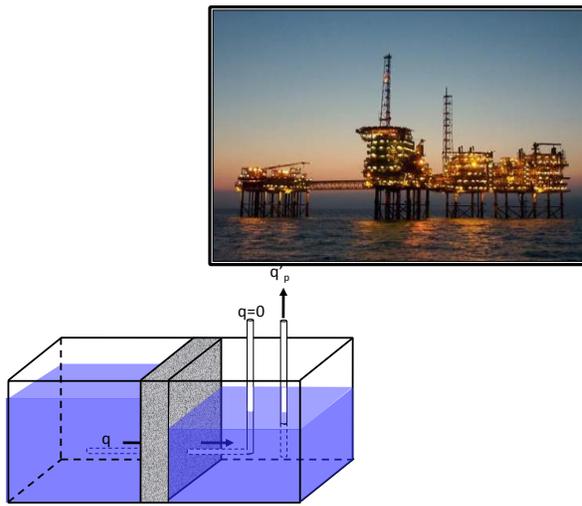
### Escenario 2.

Se desea explotar el bloque 1 a través de **seis pozos adicionales** con un Índice de Productividad Total de  $2,000 \text{ bd/kg/cm}^2$  perforados a través de **un tetrápodo adicional** a la infraestructura existente.

### Escenario 3.

El bloque 1 transfiere fluidos al bloque 2 a través de **un pozo horizontal** (puede ser con medio árbol submarino y terminación simple), perforado exclusivamente con ese objetivo. Los fluidos de ambos bloques producen a partir de la infraestructura existente con la que se explota el bloque 2.

#### DESCRIPCIÓN



#### REQUERIMIENTOS ADICIONALES

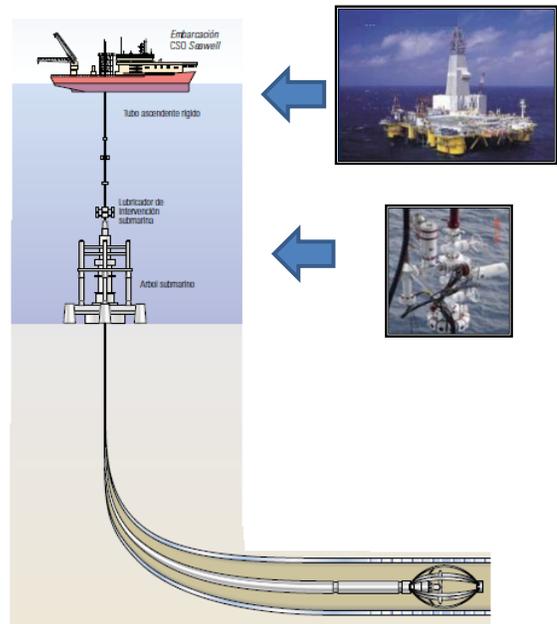


Figura 6.2. Descripción del Escenario 2.

### Escenario 4.

Similar al caso 3, pero con **dos pozos horizontales** para transferir fluidos de un bloque a otro.

## 6.2. Análisis económico

Para realizar el análisis económico y determinar la rentabilidad de cada escenario, se aplica el modelo matemático y metodología desarrollados en este trabajo, obteniéndose el comportamiento de la producción estimada del campo para cada caso.

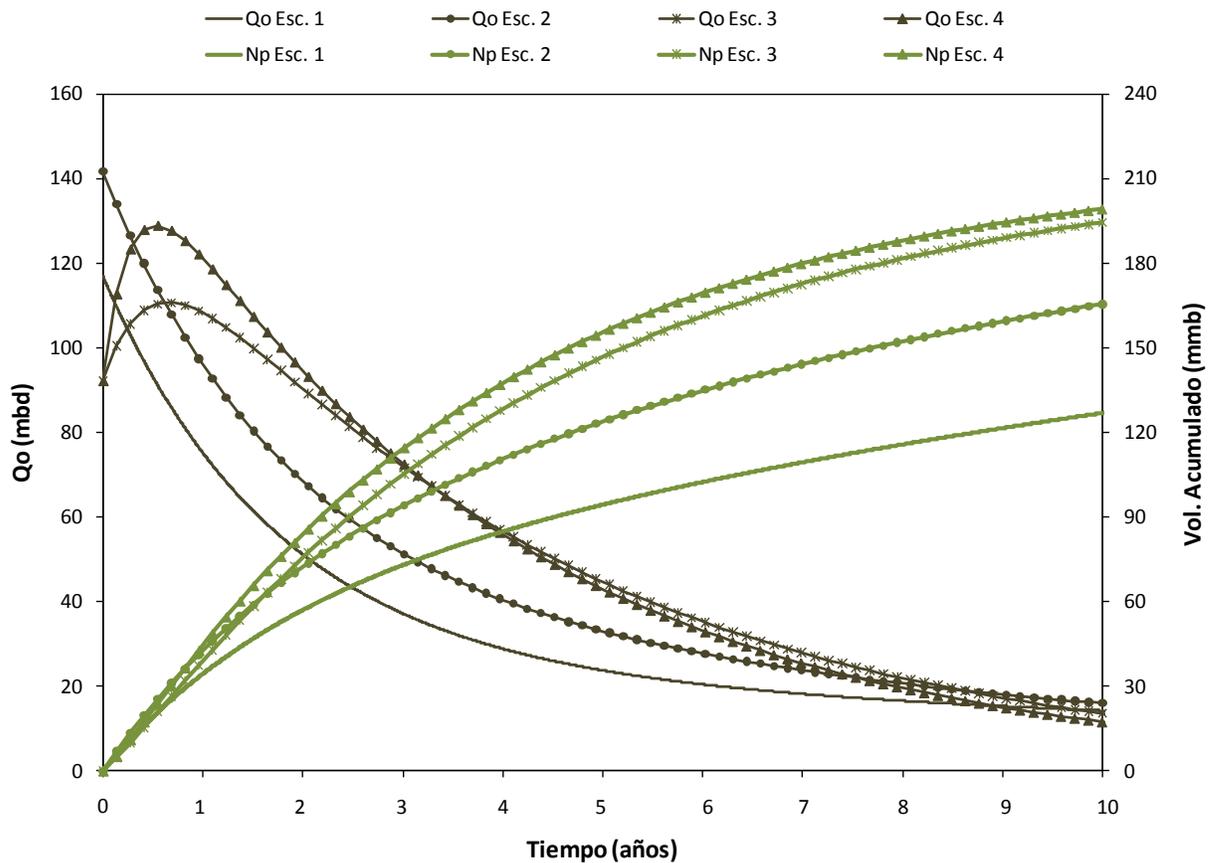


Figura 6.3. Comportamiento de la producción estimada para cada escenario evaluado.

Con base en estos resultados y tomando en cuenta las consideraciones siguientes, se realiza el análisis económico:

Tabla 6.1. Premisas para el análisis económico

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Número de años	10	10	10	10
Tasa de descuento (%)	12	12	12	12
Costo de mantenimiento (%/año)	5	5	5	5
Costo de operación (\$/barril)	3.4	3.4	3.4	3.4
Inversión (MM Pesos)	1,410	2,220	500	1,000

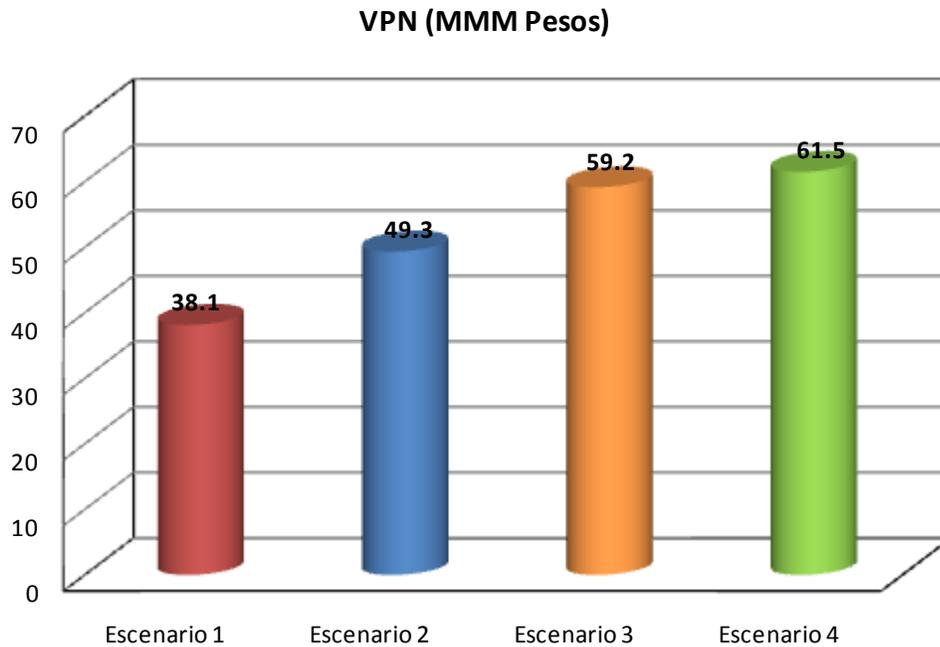


Figura 6.4. Valor Presente Neto de cada escenario.

En la Figura (6.4) se puede observar que en el Escenario 4 se alcanza el VPN más grande; esto se debe a que en el periodo de diez años correspondiente a la evaluación económica, es el que representa mayor producción como resultado de una mayor transferencia de hidrocarburos entre bloques. Sin embargo, tomando en cuenta la relación VPN/VPI (Figura 6.6), el Escenario 3 representa la mejor opción, debido a que requiere menor inversión en infraestructura.

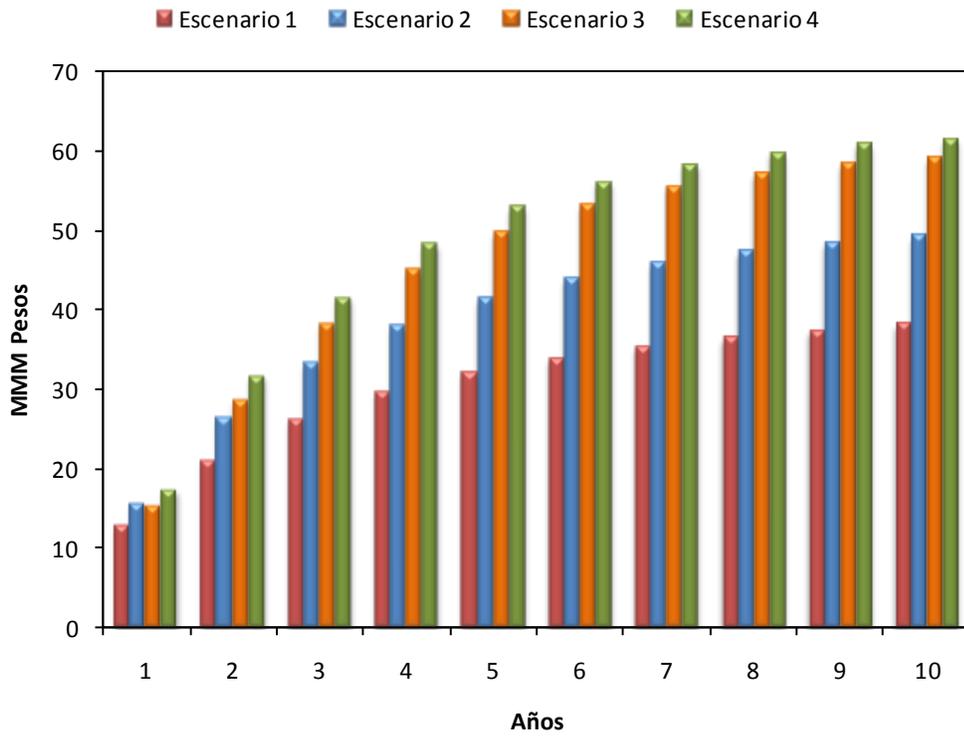


Figura 6.5. Flujo Neto de Efectivo Acumulado.

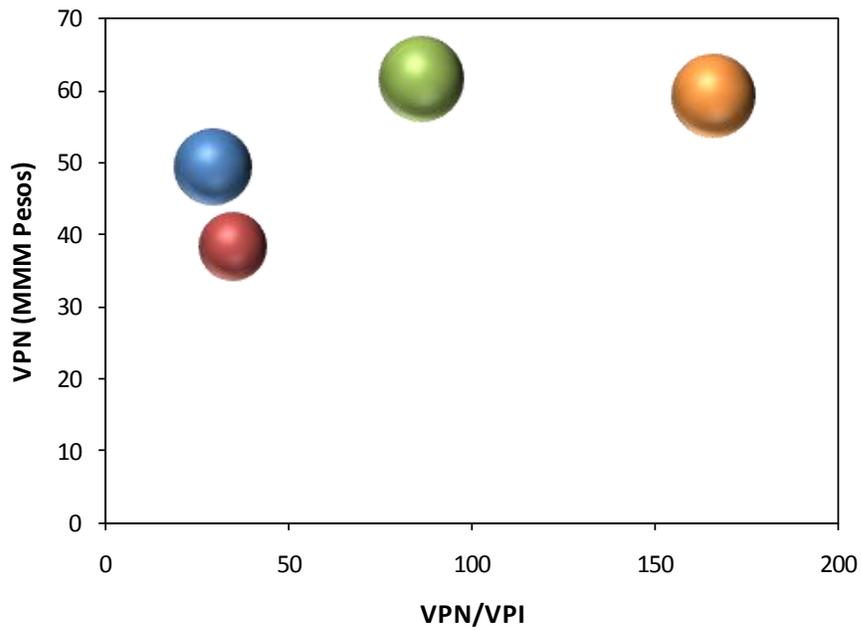


Figura 6.6. Rentabilidad de los escenarios.

## **OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES**

El desarrollo del trabajo presente propone una solución a la problemática que representa la explotación de yacimientos compartimentalizados. La aplicación de este modelo y metodología permitirá tener mayor conectividad en los yacimientos, con lo que se tendrán los beneficios siguientes:

- Disminuir o eliminar el requerimiento de infraestructura adicional para la explotación de zonas adyacentes a los bloques o yacimientos productores, con lo que se optimiza la explotación del campo.
- Retrasar la aplicación de recuperación secundaria o mejorada, así como hacer más eficiente la aplicación de estos métodos.

Adicionalmente, el contar con contactos de fluidos homogéneos permitirá:

- Tener un mejor conocimiento de la posición y el avance de los contactos. Con esto se lograría reducir la incertidumbre de las ventanas de petróleo, para determinar la ubicación de nuevos pozos a perforar para la explotación de un campo determinado.

- Disminuir los requerimientos de toma de información. Conociendo la posición de los contactos y la presión en los pozos de control, se pueden extrapolar estos valores hacia otras zonas del campo.
- Disminuir el riesgo de que la irrupción de gas se presente primero en pozos de una zona del yacimiento que en otra.
- Tener una mejor estimación y recuperación de las reservas.

Se recomienda la aplicación de este trabajo en campos costa fuera de las regiones marinas de PEMEX, tales como el campo Akal que manifiesta zonas con posiciones de contactos diferentes.

Otra aplicación puede darse en los campos Ixtoc-Kambesah, debido a que el campo Kambesah aún no ha sido explotado y estructuralmente se encuentra adyacente al campo Ixtoc en el cual puede aprovecharse la infraestructura existente.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abramowitz M., Stegun I.A.: *Handbook of Mathematical Functions*, National Bureau of Standards (1972).
2. Bell F.G.: *Engineering Geology*, Elsevier (2007)
3. Bourdet D.: *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*, Elsevier (2002).
4. Cerveny K. y cols.: *Reducing Uncertainty With Fault-Seal Analysis*, Oilfield Review (2005).
5. Fox M.J. y cols.: *Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions*, SPE Paper 18360 (1988).
6. Joshi S. D.: *Horizontal Well Technology*, Pennwell Books (1991).
7. Kappa: *Dynamic Flow Analysis*, Ecrin Manual (2007).

8. Kuchuk F.J. y cols.: *Pressure-Transient Behavior of Horizontal Wells With and Without Gas Cap or Aquifer*, SPE Paper 17413 (1988).
9. McCain W.D.: *The Properties of Petroleum Fluids*, Pennwell Books (1990).
10. Morton-Thompson D., Woods A. M.: *Development Geology Reference Manual* (2005).
11. Ozkan E.: *Horizontal Wells Reservoir and Production Aspects* (2005).
12. Rahman N.M.A., Ambastha A.K.: *A Generalized Transient-Model for Areally-Compartmentalized Reservoirs*, SPE Paper 37340 (1996).
13. Rahman N.M.A., Ambastha A.K.: *Transient-Pressure Behavior of Compartmentalized Reservoirs*, SPE Paper 38081 (1997).
14. Snedden J.W. y cols.: *Reservoir Connectivity: Definitions, Examples and Strategies*, IPTC Paper 11375 (2007).
15. Stewart G., Whaballa A.E.: *Pressure Behavior of Compartmentalized Reservoirs*, SPE Paper 19799 (1988).
16. Zimmenman R.W.: *Compressibility of Sandstones*, Elsevier (1991).