



# **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

## **FACULTAD DE INGENIERÍA**

### **PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS TURBIDÍTICOS APLICADOS AL ACTIVO INTEGRAL ATG (CHICONTEPEC)**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A:**

**JOSÉ GUTIÉRREZ VÁZQUEZ**

**DIRECTOR DE TESIS:  
M.I. TOMÁS EDUARDO PERÉZ GARCÍA**





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.

## **AGRADECIMIENTOS**

### **A mi padre:**

Sabiendo que jamás existirá una forma de agradecer una vida de lucha, sacrificio y esfuerzo constante, porque solo la inspiración de mis ideales, me han permitido comprender cada día mas la difícil posición de ser padre, mis principios, mis calores morales y mi superación te la debo a ti esto será la mejor de las herencias; lo reconozco y te lo agradeceré eternamente, este logro mío es tuyo, mi esfuerzo fue inspirado en ti.

### **A mi madre:**

Porque me has dado el tesoro más grande que se le puede dar a un hijo (vida), porque sin escatimar esfuerzos dedicaste tu tiempo en cuerpo y alma para educarme, porque con tu cariño y palabras de aliento me levantaste y me enseñaste a no rendirme, he llegado al fin de este ciclo, gracias por ayudarme cada día a cruzar este camino de superación, porque tu apoyo, cariño, comprensión y confianza son pilares fundamentales en mi vida profesional.

### **A mi tío Aurelio Gutiérrez Martínez:**

Como un testimonio de cariño y eterno agradecimiento por el apoyo moral y estímulos brindados con infinito amor y confianza y por infundir en mi, ese camino que inicio con toda la responsabilidad que representa el término de mi carrera profesional, tus consejos siempre han estado presentes en mi vida, y hoy más que nunca formaran parte de mi mismo, a pesar de las adversidades siempre estuviste conmigo.

### **A mi tío Sergio Vázquez Barrera:**

Como un testimonio de gratitud por haber significado ser la inspiración que necesitaba para poder terminar una carrera profesional, prometiendo superación y éxito profesional, porque me brindaste la mejor de las ayudas que pude tener, ahora emulare lo que eres, lo que fuiste y lo que serás, tus consejos a lo largo de mi vida me han ayudado a salir adelante.

### **A la UNAM:**

Mi universidad que llevare con orgullo en mi corazón, gracias por haberme brindado la enseñanza necesaria para poder continuar mi camino en esta vida llena de dificultades, a los profesores que te conforman y te representan de la mejor manera posible, "Por mi raza Hablara el Espíritu".

### **A mis amigos de la UNAM:**

A todos mis amigos que fueron parte fundamental de mi desarrollo en esta Universidad, porque sus consejos, vivencias y ayuda siempre fue incondicional hacia mi persona Gracias: Alberto, David, Víctor Juan, Erik, Bruno, Vergara, Daniel, Cipriano.

### **Al M.I Tomás Eduardo Pérez García:**

Porque sus palabras siempre inculcaron en mi el habito de la responsabilidad, porque gracias a su ayuda he puesto fin a una etapa más de mi vida, con respeto y agradecimiento por toda la ayuda brindada a lo largo de mi estancia en la Universidad.

Generalmente encontrábamos petróleo en lugares nuevos, con ideas viejas.  
A veces, también encontrábamos petróleo en lugares viejos con ideas nuevas.

Pero rara vez encontrábamos petróleo en lugares viejos con ideas viejas.  
En el pasado creímos que se nos acababa el petróleo, cuando en realidad lo que se nos acababa eran las ideas.

P. A. Dickey.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN</b>	<b>i</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2 GENERALIDADES</b>	<b>8</b>
<b>2.1 Localización del Campo</b>	<b>8</b>
<b>2.2 Geología de la Cuenca y Marco Geológico</b>	<b>9</b>
<b>2.3 Definición de Turbiditas</b>	<b>11</b>
<b>2.4 Descripción de las Turbiditas</b>	<b>13</b>
<b>2.5 Clasificación de las Facies Turbidíticas según Mutti y Ricci- Lucchi</b>	<b>17</b>
<b>2.6 Trampas Estratigráficas</b>	<b>21</b>
<b>2.7 Antecedentes y Problemática de Explotación de la Cuenca de Chicontepec</b>	<b>24</b>
<b>2.8 Yacimientos de Chicontepec: Principal Problemática</b>	<b>28</b>
<b>2.9 Objetivos y Metas del Proyecto Chicontepec</b>	<b>34</b>
<b>2.10 Datos de Producción de la Cuenca de Chicontepec</b>	<b>35</b>
<b>CAPÍTULO 3 MARCO TEÓRICO DE POZOS HORIZONTALES</b>	<b>38</b>
<b>3.1 Introducción</b>	<b>38</b>
<b>3.2 Limitaciones y Aplicaciones de los Pozos Horizontales</b>	<b>40</b>
<b>3.3 Conceptos Fundamentales</b>	<b>43</b>
<b>3.4 Factor de Daño</b>	<b>47</b>
<b>3.5 Efecto de la Distribución de Flujo por el Factor de Daño</b>	<b>58</b>

3.6	Índice de Productividad y Radio Efectivo de Pozo.....	61
3.6.1	Índice de Productividad.....	61
3.6.2	Radio Efectivo de Pozo.....	85
3.7	Influencia en el Área Anisótropa.....	86
3.8	Técnicas de Terminación de Pozos.....	96
<b>CAPÍTULO 4. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LOS POZOS HORIZONTALES</b>		
4.1	Ventajas y Desventajas de los Pozos Horizontales.....	101
4.2	Conveniencia de Uso de los Pozos Horizontales.....	103
4.3	Análisis-Costo Beneficio del Proyecto Chicontepec.....	106
4.4	Análisis del Flujo de Efectivo del Proyecto Chicontepec...	109
<b>CAPÍTULO 5 APLICACIÓN Y USO DE LOS POZOS HORIZONTALES EN PROYECTOS ASOCIADOS A LA CUENCA DE CHICONTEPEC</b>		<b>113</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>130</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>134</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>		<b>136</b>
<b>NOMENCLATURA.....</b>		<b>140</b>

## **RESUMEN**

El estudio comprende a la Cuenca de Chicontepec, formada durante el Terciario Temprano (Paleoceno, Eoceno Inferior); esta cuenca contiene grandes espesores estratigráficos, de secuencias de composición siliciclástica y calcárea, derivados principalmente de la denudación de la Sierra Madre Oriental, de la paleo isla de Tuxpan y del macizo de Teziutlán. La cuenca de Chicontepec fue descubierta en el año de 1926, manteniendo una producción de aceite con una densidad de 18-45° API.

Las turbiditas son formaciones geológicas que se depositan por medio de avalanchas submarinas y que se redistribuyen en grandes cantidades de sedimentos clásticos; son complejos de lóbulos y canales formados por flujos gravitacionales en ambientes marinos. Sus depósitos son de material detrítico el cual se esparce sobre llanuras abisales, y en forma de abanicos. Se pueden clasificar en facies (A, B, C, D, E, F, G) varían de grano fino a grano grueso. La Cuenca de Chicontepec está formada por trampas estratigráficas, que son el resultado de cambios laterales y verticales en la porosidad de la roca; se forman cuando la porosidad de la roca pierde continuidad entre los poros, ocasionando pérdidas en la permeabilidad de la roca.

El proyecto de Chicontepec es de gran importancia a nivel nacional ya que representa el 39% de la reserva total de los hidrocarburos que pertenecen a México. Los yacimientos de Chicontepec se identifican por su baja permeabilidad, bajo contenido de hidrocarburos (debido a la discontinuidad de porosidad en la roca) y baja presión. La alta heterogeneidad del yacimiento, las declinaciones constantes de la producción, las dificultades para mantener los niveles de producción y los altos costos que generan los procesos de operación y de producción, son también grandes problemas que repercuten en el Proyecto Chicontepec. Uno de los principales problemas que se tiene en la Cuenca de Chicontepec es que los hidrocarburos se encuentran en yacimientos saturados donde la presión inicial ( $P_i$ ) es menor o igual a la presión de saturación o de

burbuja ( $P_b$ ), lo cual ocasiona problemas en el momento de la extracción de hidrocarburos.

Los pozos horizontales han probado ser una alternativa viable para mejorar la producción de un campo y la recuperación de petróleo en yacimientos con bajas permeabilidades y bajas presiones; su eficacia depende de la profundidad y la longitud que pueda alcanzar, donde influyen la perforación y la terminación del mismo. Cuando se analiza el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su totalidad, para poder conocer la capacidad productiva de éste; las variaciones de las propiedades de los fluidos producidos por el yacimiento muchas veces afectan la productividad de los pozos. La mayor ventaja de los pozos horizontales es que al perforar y producir por medio de un pozo de este tipo, se tiene mayor área de contacto en el yacimiento; la mayor desventaja es que resultan más costosos que los pozos verticales, por su proceso complejo.

La mayoría de los pozos horizontales tienen una distribución no uniforme de daño a lo largo de su longitud; esto ocasiona problemas a lo largo de estos, generalmente el daño en los pozos horizontales se localiza justo en el talón (desviación) del pozo, donde se tienen las mayores caídas de presión a lo largo del mismo. Cuando se habla de una zona dañada en un pozo horizontal, se supone que el daño es concéntrico y que el radio está en función de la localización a lo largo del pozo horizontal.

El comportamiento de afluencia de un pozo es la capacidad del pozo para aportar fluidos provenientes de la formación productora; los pozos horizontales se utilizan en yacimientos específicos donde ayudan a mejorar la eficiencia de barrido, reducen la conificación de agua y gas, aumentan las áreas de drene; generalmente, cuando se perfora de forma perpendicular a la tendencia de la fractura, tienen un mejor desarrollo. Diversos autores han desarrollado ecuaciones para calcular el gasto de un pozo horizontal y el índice de productividad del mismo; uno de estos autores es Joshi quien ha propuesto un modelo que cuenta con mayor estabilidad numérica que cualquier otro antes desarrollado, basándose

en modelos desarrollados con anterioridad. A lo largo de este trabajo de investigación, los modelos propuestos por Joshi fueron utilizados para poder realizar los diferentes cálculos con el fin de conocer el comportamiento de afluencia de un pozo en estudio de la Cuenca de Chicontepec.

La correcta elección de la terminación de un pozo se debe ajustar al tipo y a la mecánica del flujo del yacimiento al pozo, del fondo del pozo a la superficie y al tipo de crudo. Generalmente, dadas las condiciones geológicas de las rocas, las características específicas de cada campo, y las condiciones de producción de los pozos horizontales, se decide que las mejores técnicas de terminación y las más utilizadas son en agujero descubierto y con “liner” ranurado; esto por la facilidad con la que permiten la libre circulación del hidrocarburo del yacimiento al pozo.

Generalmente, los pozos horizontales pueden aumentar los gastos de producción de 3 a 4 veces más que los pozos verticales; el costo extra de estos pozos se llega a pagar con el aumento de producción que se pueda generar. En yacimientos permeables, los pozos horizontales pueden reducir la cantidad de pozos y aumentar el ritmo de vida del yacimiento. Los pozos horizontales incrementan el factor de recuperación, mejoran la producción del pozo, tienen un mejor manejo y control del yacimiento. El Proyecto de Chicontepec es el de mayor monto de inversión en la Administración Pública Federal, por lo que cuenta con grandes recursos financieros para su ejecución; sin embargo, los resultados no han logrado justificar las importantes cantidades ya invertidas, lo cual origina la búsqueda exhaustiva de técnicas que puedan ser implementadas para poder obtener los recursos que el país demanda. El Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), también conocido como Chicontepec, establece la recuperación de una reserva de seis mil 300 millones de barriles de crudo y 14 mil 500 millones de pies cúbicos de gas asociado en un horizonte de 20 años, acompañado de un programa de desarrollo sustentable.



## 1. INTRODUCCIÓN

Durante más de dos décadas, la mayor parte de la producción nacional de hidrocarburos en México provino de la Sonda de Campeche, en especial del Complejo Cantarell, el cual en la actualidad se encuentra en franca declinación natural de su producción; es por eso que se necesita de la explotación de nuevos campos que puedan ayudar a cubrir la cuota diaria de hidrocarburos que el país demanda. Chicontepec es una alternativa viable para ayudar a cumplir con la producción necesaria de hidrocarburos, a fin de mantener y mejorar la economía del país.

La Cuenca de Chicontepec, formada durante el Terciario Temprano, es de gran importancia si se analiza desde un punto de vista sedimentológico y económico, ya que en esta región existen espesores importantes de rocas clásticas de origen turbidítico, donde las trampas de hidrocarburos son de origen estratigráfico, originadas por cambios laterales y verticales en la porosidad de la roca; generalmente se forman cuando no se tiene una continuidad de la porosidad en la roca, a esto se le conoce como lentes de arena, donde el petróleo se encuentra impregnado entre los granos (poros). Estos lentes se encuentran rodeados por material impermeable que actúa como roca sello.

Los yacimientos de turbiditas se han tornado cada vez más importantes en la industria petrolera, debido a su geología compleja y altos costos de desarrollo; la descripción precisa del yacimiento es fundamental para la correcta toma de decisiones y administración exitosa del mismo. Las turbiditas se clasifican de acuerdo al tipo de facies (A, B, C, D, E, F y G), esto de acuerdo a la forma de depositación de los sedimentos y al desplazamiento de éstos durante su etapa de depositación. Las turbiditas son formaciones geológicas que se depositan durante una avalancha submarina o corrientes marinas, que redistribuyen grandes cantidades de sedimentos clásticos provenientes del fondo de los océanos. Los sistemas turbidíticos en Chicontepec tienen una fuente de aporte principalmente

del levantamiento y plegamiento de la Sierra Madre Oriental al Occidente y Noroccidente y, de la plataforma de Tuxpan al Oriente.

Las perspectivas de viabilidad económica de los campos de la Cuenca de Chicontepec se ven influenciadas por las tecnologías disponibles y el nivel de inversión para su desarrollo: uno de los factores más importantes para la explotación de la Cuenca son las características geológicas que ésta presenta, a continuación se muestra un cuadro donde se pueden observar las reservas de la Cuenca de Chicontepec.

Características Geológicas	Crudo MMBL	Gas MMMPC	SUMA MMBPCE	%
Volumen original	136481	54222	147211	100 %
Suma reservas = 3P	11554	28822.7	17713	11.61 %
Reserva Posible (sin probable ni probada)	5545.8	15129	8510	5.74 %
Reserva Posible (sin probada)	5507.2	12861.9	7982	5.42 %
Reserva Probable			9213	
Reserva Probada	501.0	824.6	654.6	0.45 %
Producción acumulada	160.1	267.8	194.8	0.14 %

Cuadro 1. Recursos y reservas de la cuenca de Chicontepec al 1° de enero de 2009.

Desde 1978 se sabe que en Chicontepec existe un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos, que constituye una de las mayores acumulaciones en América. Sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, su explotación, es muy difícil y costosa, comparada con los grandes yacimientos en el Sureste del país. Los yacimientos en Chicontepec son de baja permeabilidad, generalmente compartimentalizados, con alto contenido de arcillas. Adicionalmente, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes de gas disuelto, los cuales constriñen el paso del aceite hacia los pozos.

El proyecto de explotación de Chicontepec siempre fue pospuesto, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representan para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos. El potencial económico que representa es del 39 % de la producción histórica de México, por su alto potencial económico, y debido a la problemática geológica que presenta la Formación Chicontepec, es necesario realizar un estudio geológico detallado, primero para tener un mejor entendimiento y alcanzar una mejor interpretación del subsuelo, y en segundo término, buscar una alternativa viable de explotación con el fin de mantener y mejorar la producción de cada uno de los pozos, buscando implementar nuevas técnicas como lo son los pozos horizontales para tratar de tener una mayor área de drene, buscando superar problemas ocasionados por la baja permeabilidad que presenta la formación.

Es así que el proyecto Chicontepec, y su sucesor, el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), a pesar de haber iniciado actividades en 1952, hoy se encuentra en una etapa de inicio de producción, aún incipiente respecto al potencial productivo que pudiera obtenerse bajo las mejores condiciones de desarrollo y, lo amplio de su largo ciclo de vida de muchas décadas por venir. Es también una etapa inicial en el conocimiento de sus recursos, si se considera que su producción acumulada hasta ahora es de sólo el 0.14% del VO (Volumen Original) y, sus reservas probadas son inferiores al 0.5% del VO.

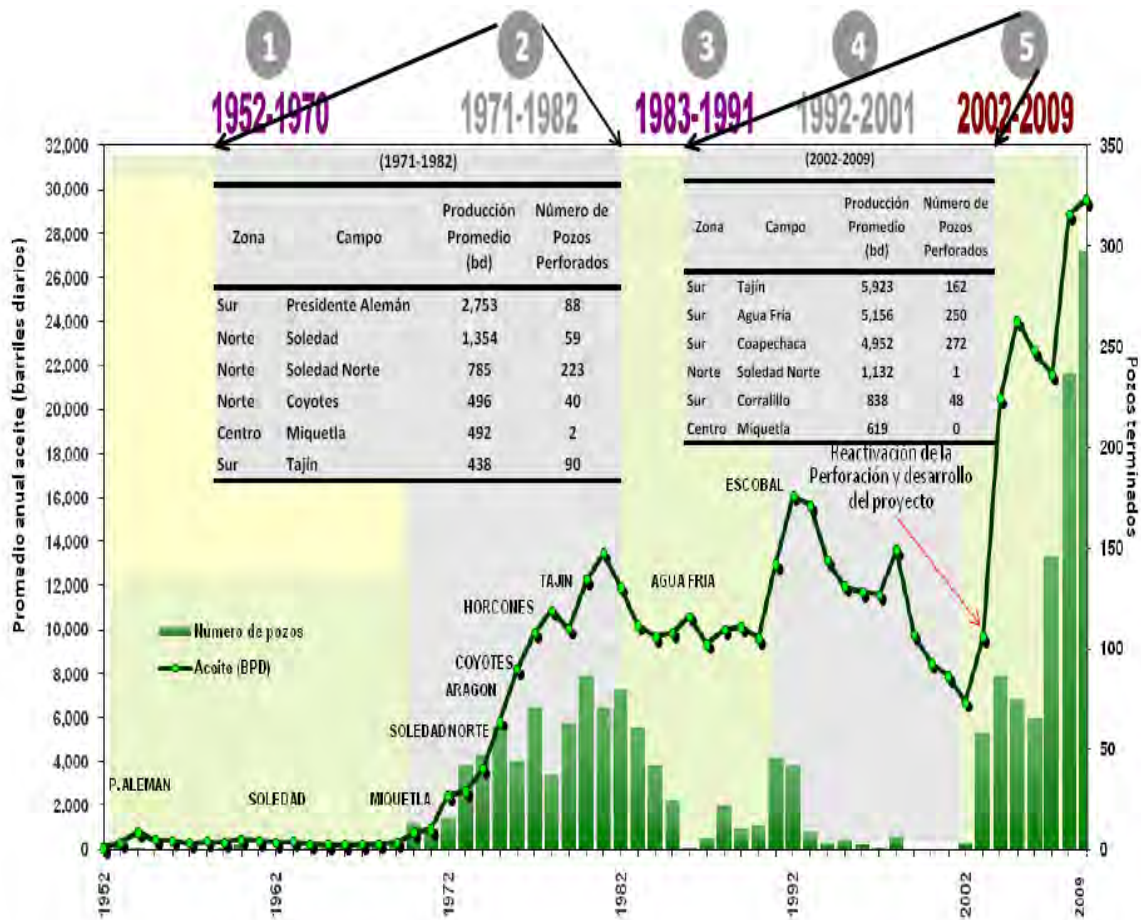


Figura 1.1. Comportamiento del Histórico de Producción de la Cuenca de Chicontepec.

La explotación de yacimientos por medio de pozos horizontales tiene un gran valor estratégico, propiciando una rápida recuperación de inversiones, incremento de reservas recuperables, reducción de los costos de producción y menor número de pozos o plataformas por campo. En la figura 1.1 se puede observar el histórico de producción de los campos pertenecientes a la Cuenca de Chicontepec y el número de pozos que cada una de estas tiene perforados, con la finalidad de poder realizar un análisis de la cantidad de producción que esta aporta al país.

En 1991 se perforaron los primeros pozos horizontales en México, con el objetivo de atravesar diferentes cuerpos de areniscas de la Formación Chicontepec, en el campo, Agua Fría, Distrito Poza Rica, Región Norte, se perforaron los pozos 801-H, 801-H2, 807-H y 817-H con longitudes horizontales de alrededor de 1 000 m,

para tratar de incrementar la productividad, reducir los costos y el número de pozos de relleno.

Esto también fue motivado porque en la Formación Chicontepec ocurren diferentes cuerpos estratificados o aislados arealmente, los cuales serían fácilmente atravesados con pozos horizontales.

Cuando se desea incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales, como una buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos petroleros. Esto es porque la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical, en virtud de que se tiene un área mayor de drenaje de la formación productora, además, pueden atravesar fracturas naturales, reducir las caídas de presión y retrasar los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite. Los pozos horizontales han sido probados para ser una buena alternativa para mejorar la producción de un campo y la recuperación de petróleo en yacimientos caracterizados con una baja permeabilidad y una baja presión, partiendo de la consideración que la caída de presión en un pozo horizontal es menor que en un pozo vertical, debido a la geometría de entrada lineal.

Uno de los objetivos de perforar un pozo horizontal, es ejercer contacto con diferentes lechos o zonas productoras de aceite. En un pozo horizontal la productividad depende de la longitud que éste pueda alcanzar, es necesario reafirmar que con este tipo de pozos se tiene mayor área de contacto con el yacimiento. La productividad de un pozo, tanto vertical como horizontal, comienza desde el momento en que se termina el pozo, es por eso que las técnicas de terminación son fundamentales, ya que de estas depende la producción que dará el pozo en estudio. La perforación y producción de pozos horizontales tiene ventajas y desventajas, que muchas veces se ven influenciadas por la actividad del ingeniero, es por eso que se deben de tener los conocimientos necesarios tanto del campo en estudio como de la técnica a utilizar.

En términos generales, los pozos horizontales son efectivos en yacimientos de espesores pequeños, en formaciones naturalmente fracturadas, en yacimientos densos y con problemas de conificación de agua o gas, así como yacimientos de baja permeabilidad.

En esta década se ha acelerado el interés de la aplicación de pozos horizontales debido principalmente al mejoramiento de las tecnologías de perforación y de terminación, lo cual ha permitido incrementar la eficiencia y la economía en la recuperación de hidrocarburos.

Cuando hablamos de nuevas tecnologías, no necesariamente es recurrir directamente a la perforación de pozos horizontales, sino también incluir diferentes métodos capaces de ayudar al desplazamiento de los hidrocarburos provenientes del yacimiento, además de enfocar parte de los estudios en el conocimiento geológico de la Cuenca y en investigaciones petrofísicas de la roca y de las propiedades de los fluidos, ciertamente en algunas ocasiones resulta difícil e incomprensible el por qué esta Cuenca no tiene los estudios esperados, la respuesta es muy simple, el difícil acceso y la falta de información juegan un papel importante en el conocimiento de dicha Cuenca.

La técnica de los pozos horizontales ha sido probada en diversas partes del país y del mundo entero, donde se ha demostrado que en la mayoría de los casos resulta ser una solución eficaz a los problemas de producción que presentan los diversos yacimientos en los cuales se tienen a producción por medio de estos tipos de pozos. Si bien es cierto, tienen muchos beneficios que ayudan a la industria petrolera a minimizar esfuerzos, reducir gastos (de operación y producción), pero también, es necesario enfatizar que en algunas ocasiones no se obtienen los resultados esperados, muchas veces por la falta de información y conocimiento de éstos, así como de las características geológicas que presentan los diferentes yacimientos a los cuales se les necesita aplicar.

La productividad de pozos horizontales en la Cuenca de Chicontepec puede llegar a ser una alternativa efectiva de solución a los problemas encontrados en

yacimientos de baja permeabilidad y baja presión, ya que por sus características permiten desarrollarse de la mejor manera posible, aumentando el nivel de producción y, en términos económicos, en un futuro a corto plazo minimizando los costos de operación y explotación del campo.

En la Cuenca de Chicontepec, debido a sus características geológicas, petrofísicas, y de los fluidos se han puesto en marcha diversos proyectos, cuya finalidad es analizar la viabilidad de integrar nuevas técnicas de explotación, con el único fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos y disminuir los costos.

Es por eso que diversos autores han realizado estudios con los cuales puedan darle un mejor seguimiento a este tipo de pozos, uno de los investigadores que más ha influido en esta técnica es Joshi, quien ha desarrollado una ecuación capaz de calcular el gasto de hidrocarburo que va a producir el pozo horizontal, para después observar el comportamiento de afluencia que llegará a tener, y así poder conocer el índice de productividad del pozo que nos indicará la capacidad productiva de éste.

## 2. GENERALIDADES

### 2.1 Localización del Campo

La Cuenca de Chicontepec se encuentra localizada en la región centro-oriental de la República Mexicana, en la planicie costera del Golfo de México, en la región occidental y sureste de la parte marginal de la Cuenca Tampico-Tuxpan. La Cuenca de Chicontepec se extiende de la parte norte del Estado de Veracruz, hasta la parte sur del estado de Tamaulipas y, al oriente de los estados de San Luis Potosí e Hidalgo y, una fracción de la parte norte del estado de Puebla<sup>1</sup>.

La cuenca de Chicontepec abarca dos Provincias Fisiográficas, las cuales son: La Provincia de la Llanura Costera del Golfo Norte y la Provincia de la Sierra Madre Oriental.



Fig. 2.1 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec en la República Mexicana.



## 2.2 Geología de la Cuenca y Marco Geológico

La Cuenca de Chicontepec está comprendida en 2 provincias geológicas: Llanura Costera del Golfo Norte y la Sierra Madre Oriental; cada provincia geológica tiene características litológicas, estructurales y geomorfológicas, que han sido ya definidas en la geología<sup>1</sup>.

La Cuenca de Chicontepec se formó durante el Terciario Temprano (Paleoceno-Eoceno Inferior) contiene grandes espesores estratigráficos de secuencias de composición siliciclástica y calcárea, derivados principalmente de la erosión de la Sierra Madre Oriental, al occidente; de la paleo isla de Tuxpan al oriente y, del macizo de Teziutlán al sur, existiendo actividad tectónica durante el depósito de los sedimentos y, continuando posteriormente, ya que las rocas de la Formación Chicontepec presentan plegamientos y fallamientos<sup>2</sup>.

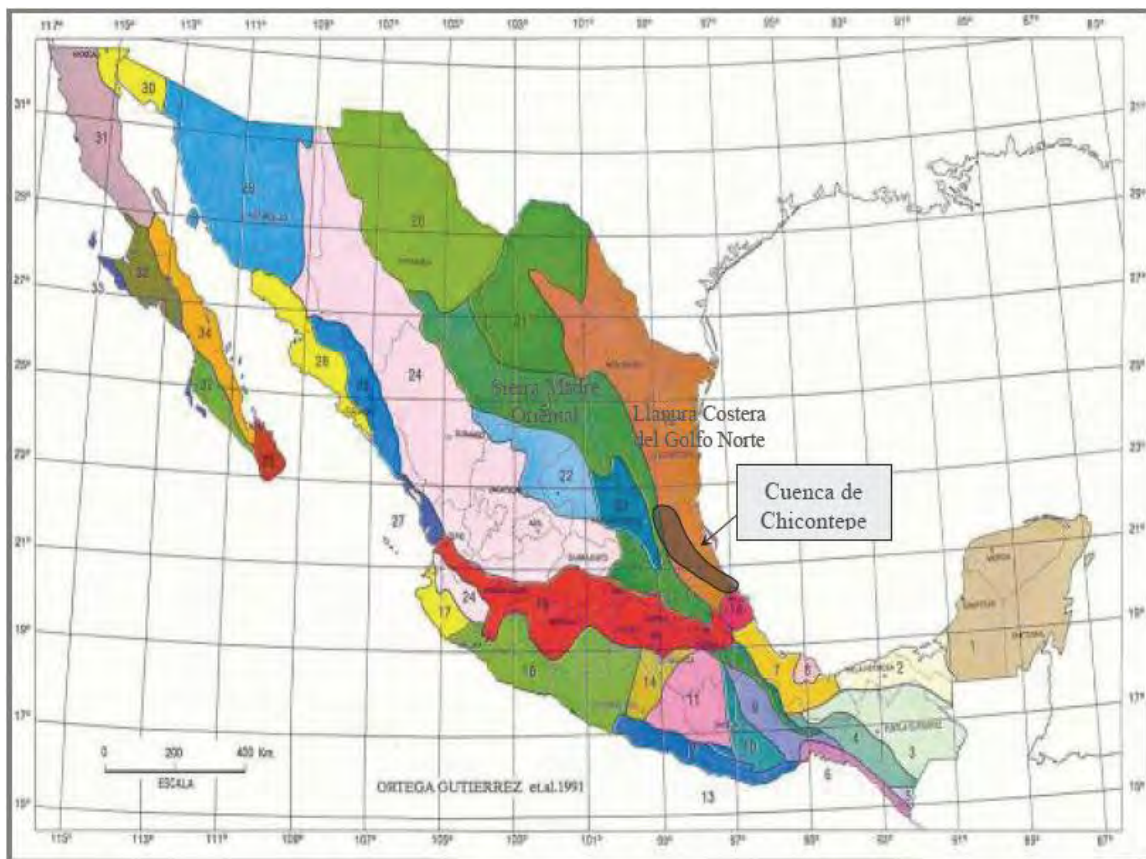


Fig. 2.2 Provincias Geológicas de la República Mexicana.

Los mecanismos de transporte de las secuencias sedimentarias se formaron por derrumbes y flujos de escombros en forma de depósitos de pie de talud no canalizados y por medio de corrientes turbidíticas, cuyos depósitos forman abanicos longitudinales, esto dependiendo del volumen y frecuencia del sedimento que se tenía.

La Formación Chicontepec, en el Terciario se encuentra limitada al norte por el Archipiélago de Tamaulipas y la Sierra de San Carlos, al oeste por la Sierra Madre Oriental, al oriente por la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al sur por el Macizo de Teziutlán.

La formación Chicontepec del Paleoceno a Eoceno Inferior, ha sido tradicionalmente descrita como una secuencia “flysch” de más de 2000 metros de espesor, constituida principalmente por lutitas interestratificadas, con capas delgadas calcáreas y cuerpos de areniscas de grano fino a grueso que gradúan hacia la porción superior a lutitas limosas, la cual se encuentra aflorando en la porción occidental y sureste en la parte marginal de la Cuenca Tampico-Misantla, localizada principalmente en la parte norte del Estado de Veracruz, extendiéndose por el sur del Estado de Tamaulipas y porciones de los Estados de; Hidalgo, San Luis Potosí y Puebla<sup>1</sup>.

La Cuenca de Chicontepec es una cuenta ante país (foreland), rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos de la edad del Paleoceno-Eoceno inferior.

En cuanto al paleocanal de Chicontepec, se puede decir que tiene una longitud de 123 Km. y una anchura que varía de 12 a 23 Km. bordeando la porción sur y oriental del atolón de la faja de oro, donde la erosión producida por las corrientes marinas que cortaron los sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico Superior, generó un sistema de canales que fueron rellenos con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos, cubriendo una extensión aproximada de 3300 km.<sup>2</sup> formando un sistema complejo de trampas estratigráficas y, por su

contenido fosilífero bentónico indica ambientes de depósito nerítico externo a batial menores de 200 m<sup>1</sup>.

Existen varios trabajos que se relacionan con los diversos temas que fundamentan a la Cuenca de Chicontepec, algunos de ellos desarrollan temas desde el punto de vista geológico-petrolero, en donde se intenta comprender los problemas regionales de estratigrafía, geología histórica, estructural y de tectónica para poder tener un mejor conocimiento pleno de esta cuenca.

Estos trabajos realizados proponen modelos geológicos y petrofísicos a fin de establecer un esquema de distribución de las zonas productoras de hidrocarburos. Uno de los más importantes, son estudios realizados por Busch y Goveia, estos autores se enfocan al estudio estratigráfico y estructural de las turbiditas de Chicontepec que presentan características complejas, que en muchos de los casos son parte fundamental de los problemas ocasionados con la explotación de los hidrocarburos en esta formación.

### **2.3 Definición de Turbiditas**

Una turbidita es una formación geológica que se deposita durante una corriente turbidítica, es una avalancha submarina que redistribuye grandes cantidades de sedimentos clásticos provenientes del continente, en las profundidades del océano. Estas corrientes marinas generan formaciones llamadas "flysch"<sup>1</sup>. Las turbiditas son sedimentos transportados y depositados por una corriente marina generada por la inestabilidad en la distribución de la densidad del flujo de agua, debido al contenido irregular del sedimento en suspensión.

Otra definición de turbidita es; complejos de lóbulos y canales formados por flujos gravitacionales en un ambiente marino, sus depósitos son de material detrítico el cual es esparcido sobre la llanura abisal en forma de abanico. El flujo de densidad se produce por licuefacción de los sedimentos durante el transporte, los cuales provocan un cambio en la densidad del sistema fluido agua-sedimento<sup>3</sup>.

Estas suspensiones alcanzan generalmente en condiciones muy turbulentas del líquido sustrato. En estas circunstancias se pueden transportar grandes fragmentos de roca a velocidades que de otra manera serían demasiado bajas. La presencia de turbiditas indica condiciones paleo geográficas tectónicas y, deposiciones de secuencias sedimentarias antiguas. Por lo general se relacionan con aguas profundas junto a un margen continental. Partiendo de la definición de que las turbiditas son los depósitos de las corrientes de turbidez, las turbiditas se caracterizan por:

- Intercapas monótonas de arenisca y lutita.
- El espesor de las capas individuales van desde unos milímetros a varios metros.
- El rango del tamaño de grano, varía desde limo hasta grava.
- Se proponen 3 facies; grano grueso, grano medio y grano fino<sup>4</sup>.

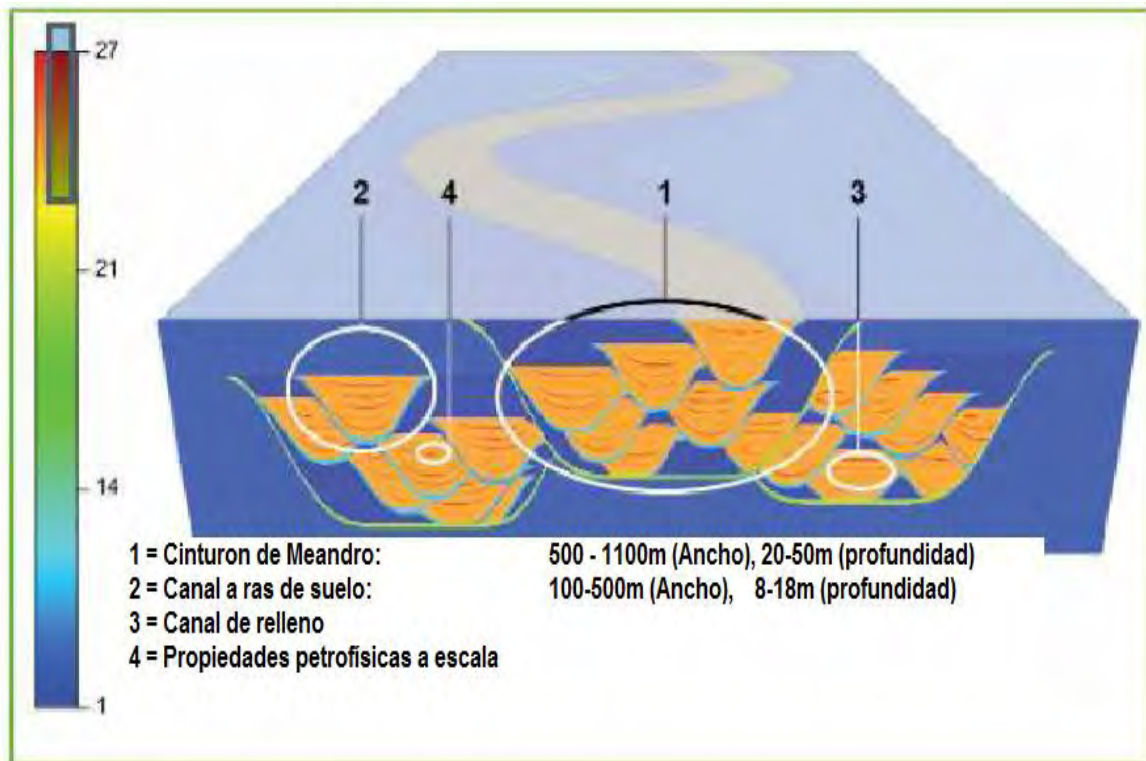


Fig. 2.3 Arquitectura de los canales turbidíticos.

## 2.4 Descripción de las Turbiditas

Las corrientes de turbidez, son sedimentos en suspensión que están sostenidos por flujos turbulentos, son los transportadores más importantes de sedimentos de grano grueso en aguas profundas.

Existen tres formas principales para poder formar una corriente de turbidez:

- Cuando se generan sismos.
- En la formación de ríos, cuando ocurre una inundación.
- Caídas espontáneas, debido a los sedimentos sobrecargados en corrientes turbidíticas de alta densidad.

El funcionamiento de las corrientes de turbidez, puede ser por dos tipos de mecanismos:

A. **Ríos y Océanos:** Ríos con un alto aporte de sedimento, ríos que discurren por grandes cañones submarinos. La turbidez del agua del río provoca un contraste de densidad y fluye como corriente de densidad. En los océanos se tiene una alta densidad de agua de mar, el río necesita una elevada carga de material en suspensión para alcanzar la densidad del agua de mar, sobrepasarla y, así fluir como una corriente de densidad. Si el río es menos denso fluye como una pluma sobre la superficie del océano. Las corrientes en la zona de transición, con el mar contribuyen a la disipación y disolución de la turbidez, se homogeniza la masas de agua y se dificulta la formación de corrientes de densidad. Las corrientes de plataforma continental, homogenizan la masa de agua entrante del río con el agua de mar<sup>4</sup>.

B. **Terremotos y Plataforma Continental:** Discurren por canales horadados en la plataforma continental, se muestra una secuencia de sedimentos transportados por las corrientes de la plataforma, el material transportado se asienta en las aguas profundas, se tiene un deslizamiento pendiente

erosionando el fondo y mezclándose con el agua suprayacente, se forma una masa heterogénea de sedimentos y agua, se genera una corriente de turbidez<sup>4</sup>.

La clasificación propuesta por Middleton y Hampton (1976), se basa en el tipo de mecanismo de soporte de grano e identifica principalmente a:

1) **Flujos de sedimento fluidificado:** El sedimento se sostiene por el flujo de fluidos que escapan de los granos a medida que estos se asientan por gravedad.

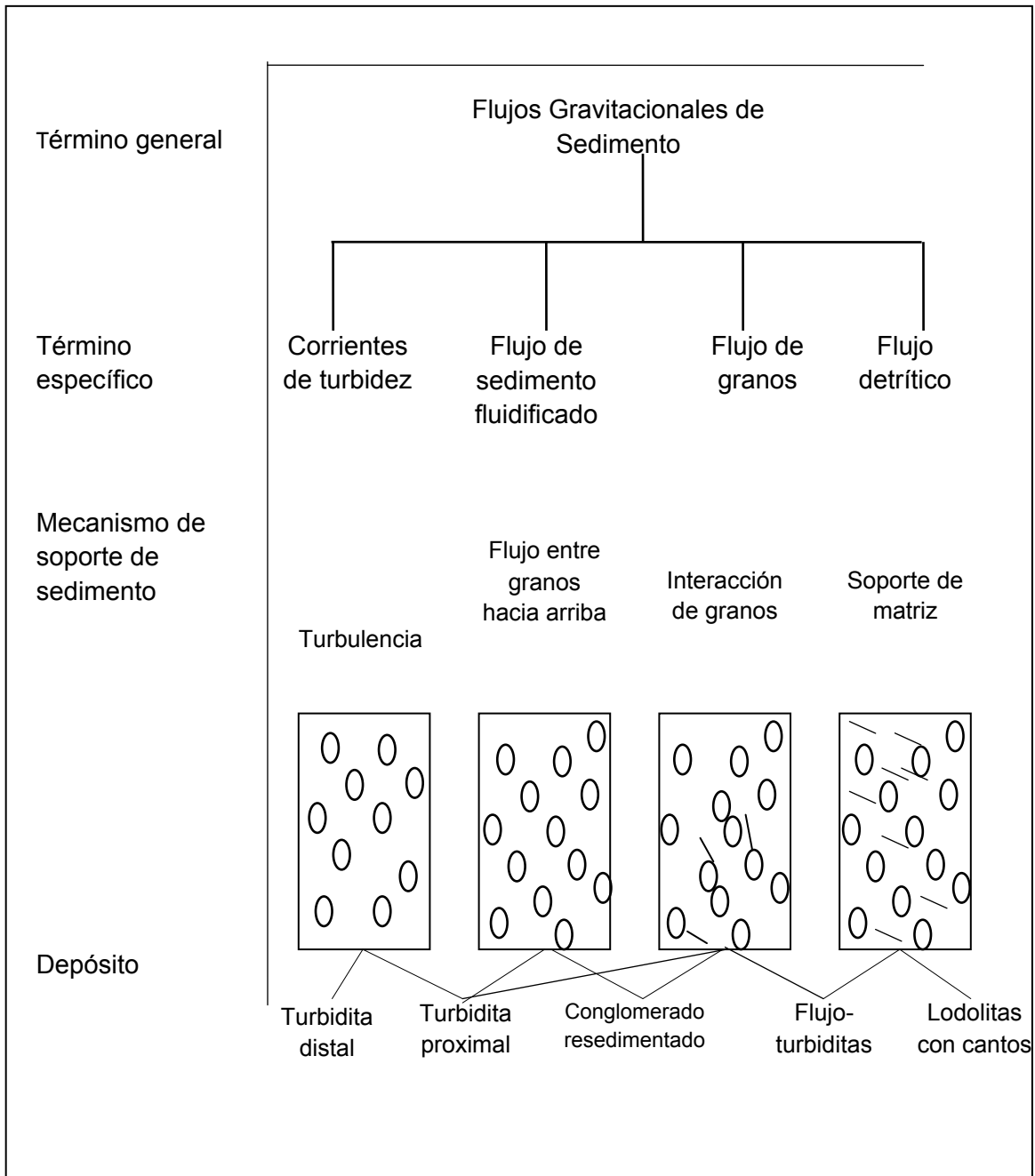
2) **Flujos de grano:** El sedimento se sostiene por interacciones directas de grano a grano.

3) **Flujos detríticos:** Los granos más gruesos se sostienen en una mezcla de sedimento fino y fluido intersticial, como matriz con un campo de consistencia finita.

4) **Corrientes de turbidez:** El sedimento se sostiene principalmente por la componente vertical de la turbulencia del fluido<sup>3</sup>.

Las turbiditas fueron descritas en detalle por primera vez por Bouma en el año de 1962, quien estudio los sedimentos de aguas profundas y reconoció secuencias de grano-decrecientes, incluyendo conglomerado de cantos rodados en la base y lutitas de grano fino en la parte superior. El trabajo realizado por Bouma resultó inverosímil, ya que históricamente se suponía que en el fondo de los océanos no existe ningún mecanismo mediante el cual se pueda transportar sedimentos de grano grueso a profundidades abisales.

El ciclo de Bouma comienza con una superficie de erosión que pasa de guijarros a grava en una matriz de arena. Por encima de estas capas se depositan más capas de arena cada vez más fina alternada con arena limosa y por último se tienen capas de limo arcilla<sup>3</sup>.



Cuadro 2: Clasificación de las Turbiditas.

El ciclo de Bouma es un modelo para grano medio, arena y limo turbidítico, comprende 5 intervalos que son los siguientes:

- A. **Deposición rápida:** corresponde a la parte alta del flujo, presenta arena masiva o grava.

- B. **Tracción de la parte alta:** régimen de flujo, presenta arena y laminación paralela.
- C. **Capas de arena fina:** alternadas con arena limosa.
- D. **Capas de limo y barro:** difíciles de observar, puede existir laminación paralela.
- E. **Precipitación y Suspensión:** sedimentos finos pelágicos se separan en limo turbidita y limohemipelágico<sup>3</sup>.

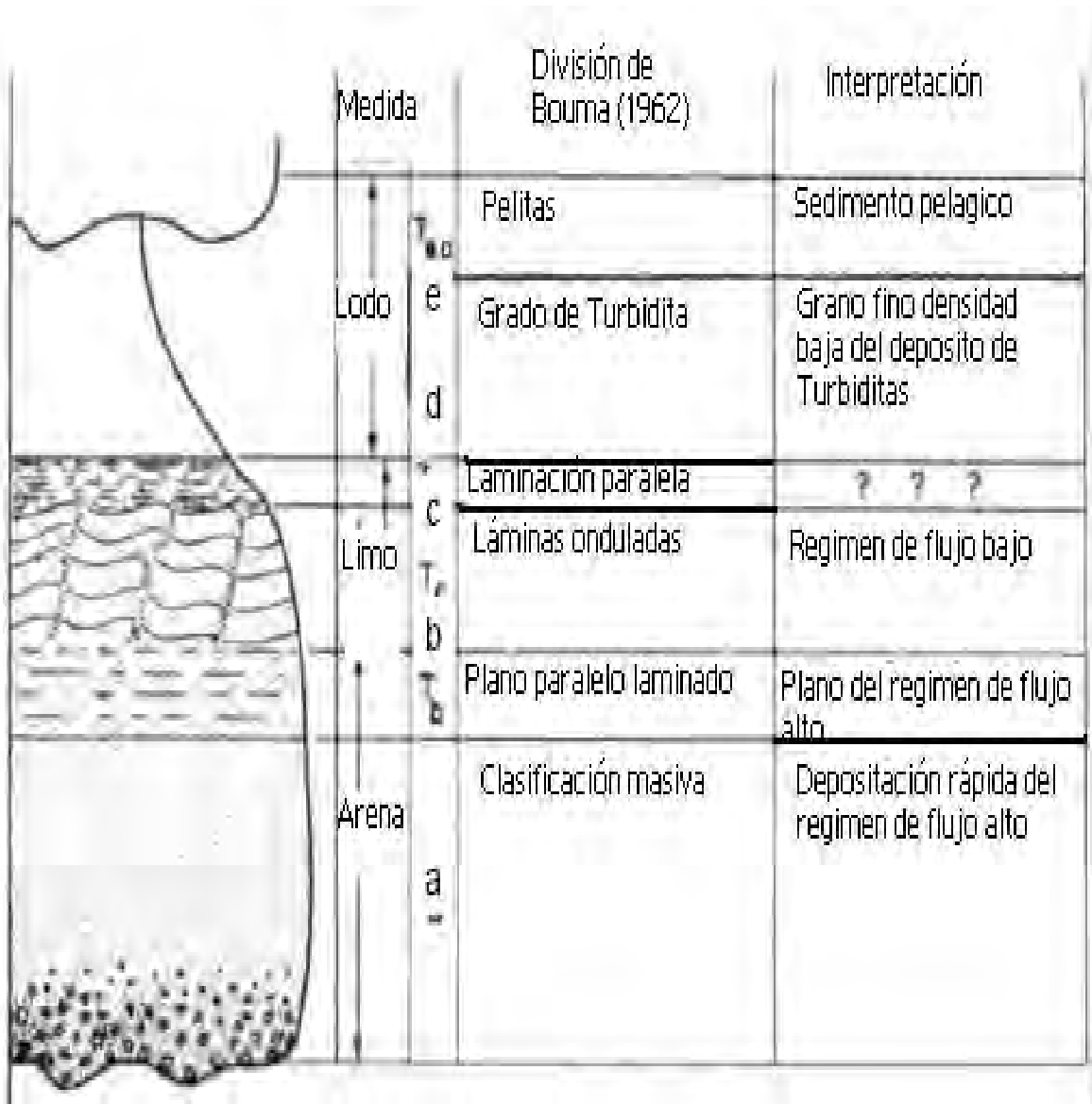


Fig. 2.4 Clasificación de las Turbiditas según Bouma.



Muchas veces es inusual observar un ciclo de Bouma completo, las sucesivas corrientes de turbidez pueden erosionar secuencias anteriores no consolidadas. Por otra parte, la sección expuesta se encuentra en el borde del lóbulo deposicional, sólo las secuencias más finas están presentes.

## **2.5 Clasificación de las Facies Turbidíticas según Mutti y Ricci-Lucchi**

La clasificación de las litofacies propuestas por los autores Mutti y Ricci Lucchi en el año de 1972 divide a los depósitos terrígenos en 7 facies, utilizando simbología del alfabeto que va de la A a la G, abarcando la relación que existe con el medio de depósito dentro de un abanico submarino. Una vez establecidas estas litofacies podemos reconocer ciertas características que van desde la geometría que tiene el depósito, las estructuras internas de los estratos, mecanismos de transporte y, de depósito en el marco de los flujos por gravedad y, la relación lateral y vertical dentro del medio de depósito que se tiene. A continuación se describen las principales características de las facies propuestas por los autores Mutti y Ricci Lucchi:

### **FACIES A.**

Los estratos que conforman el grupo de facies A incluyen conglomerados formados por cantos rodados, arenas de grano grueso y de grano medio, los espesores que se tienen son de 1 a 10 m. y, se encuentran amalgamados, tienen diferentes tipos de límites como superficies de erosión, bases de canales e interdigitación con estratos de grano fino. La mayoría de los afloramientos correspondientes a esta facies, se presenta como una sucesión de estratos, identificándose por unidades de flujo individuales, variaciones en el tamaño de grano, orientación o imbricación de los detritos, capas intraformacionales de lodo y clastos, así como la organización interna de los estratos que puede ser gradado o inverso. Las facies A se asocian con las facies B y, E los estratos de facies A principalmente resultan de flujos detríticos de tracción o de flujos de granos<sup>1</sup>.

## **FACIES B.**

Este tipo de facies están conformadas por secuencias masivas de areniscas de grano grueso a grano medio, presentan erosiones producidas por el flujo de corrientes, poseen una continuidad lateral más marcada y mucho mayor que las facies tipo A. Se puede decir que un estrato común de este tipo de facies puede tener granos o clastos a lo largo de la superficie basal de erosión, después presentará una laminación paralela y estructuras cóncavas, lo mencionado son evidencias postdeposicionales que señalan la expulsión de fluidos. Generalmente las facies tipo B ocurren en un ambiente de canal, en abanico medio o interno, es por eso que las facies B, reflejan procesos hidráulicos presentes en el flujo de granos, cuando esta se encuentra en transición con las Facies C, la interpretación que se le da es la de una corriente de fluxoturbidez<sup>1</sup>.

## **FACIES C.**

Este tipo de facies comprende areniscas de grano grueso a grano fino, interestratificadas con estratos delgados de lutita. Los estratos de arenisca son conocidas como las clásicas turbiditas de Bouma. Generalmente son de 0.25 a 2.5 m. de espesor, que se mantiene uniforme a grandes distancias laterales, suelen tener graduación normal a la base, se tiene marcas de base muy desarrolladas, así como de clastos de lodo. Las facies C se asocian a las secuencias de la parte superior de un relleno de canal y, con algunos ambientes no canalizados del abanico medio, externo e incluso de la planicie de la cuenca. Como dato particular este tipo de facies son las primeras en depositarse debido a una corriente de turbidez<sup>1</sup>.

## **FACIES D.**

Las facies tipo D son interestratificaciones delgadas de areniscas y lutitas con gran continuidad lateral, su espesor varía desde los 0.05 a los 0.25 m. los estratos de areniscas están gradados, presentando en la parte superior el intervalo de la secuencia de Bouma Tcde o Tce. Se presentan en forma transicional con los

estratos delgados de las facies C a esto se le conocen como turbidita distal. Las areniscas de las facies D representan el depósito de flujos turbidíticos de baja densidad, frecuentemente el intervalo Te de las turbiditas, suele ser de grano más fino y más delgado que los intervalos Tc o Td que lo subyacen en el mismo estrato<sup>1</sup>.

### **FACIES E.**

Este tipo de facies consisten en alternancias delgadas de areniscas y lutitas con una variedad interna de laminaciones paralelas, rizaduras escalonadas y estratificaciones tipo flaser, este tipo de facies es diferente al tipo D, debido al tipo de espesor que puede tener (>0.30 m). La relación de areniscas a lutita es 1:1, tiende a ser de grano grueso, carece de continuidad lateral y tiene tendencias al acuñamiento, además, clastos característicos de lodo y gradación basal, el intervalo Tce es común en este tipo de facies. Las facies tipo E pertenecen a un ambiente de tipo canal, tienen una gran relación con las facies tipo B, ya que se asocian dentro de un abanico interno y medio. El proceso de formación de las facies tipo E es principalmente por flujo de tracción y de gravedad de concentración alta, asociado a los márgenes de canal<sup>1</sup>.

### **FACIES F.**

Las facies tipo F comprenden los depósitos desplazados por movimientos sindeposicionales o postdeposicionales, como son los asentamientos, deslizamientos, rompimientos de talud debido a su límite pequeño, estas facies están presentes entre los sedimentos acumulados y el margen de talud. Cuando se ocasiona un rompimiento de talud, la gravedad actuará formando primero flujos de sedimentos por gravedad, seguidos por procesos de re-sedimentación y depósito de las facies antes descritas. Las facies F están formadas por asentamiento y deslizamiento por gravedad, generalmente se encuentran cerca del talud inferior o a lo largo de los márgenes del canal del abanico interno y medio<sup>1</sup>.

## FACIES TIPO G.

Los depósitos de las facies tipo G comprenden detritos pelágicos y hemipléjicos compuestos por minerales arcillosos, además, puede incluir proporciones variables de limolita, arena fina, restos de plantas, carbonatos, fosfatos y conchas. Es común encontrar alternancias de turbiditas siliciclásticas y turbiditas carbonatadas. Las facies tipo G tienden a ser delgadas y paralelas, se desarrollan principalmente en el talud y ambiente de intercanales, y en menor proporción como relleno de canales abandonados, pueden encontrarse de manera alternante con las facies de tipo D y E<sup>1</sup>.

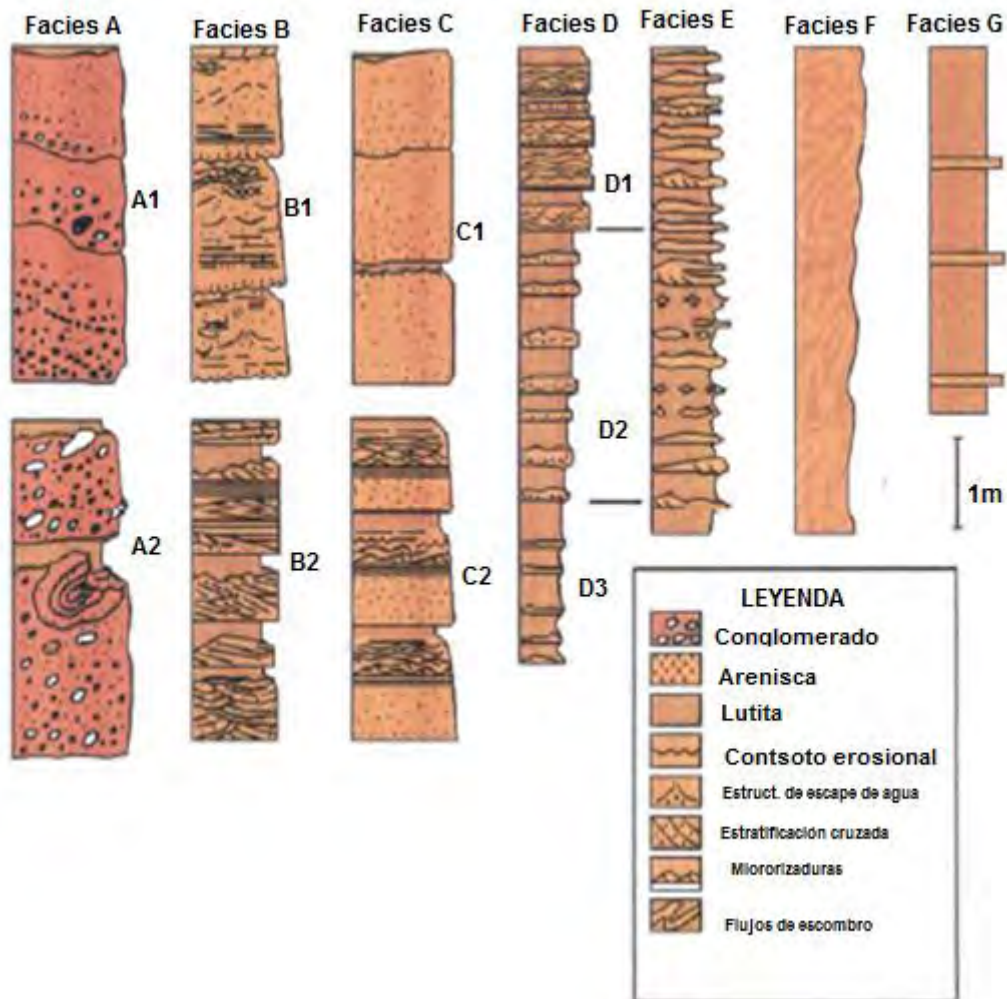


Fig. 2.5 Clasificación de las Facies Turbidíticas propuestas por Mutti (1979).

## 2.6 Trampas Estratigráficas

Una trampa de petróleo, es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración de los hidrocarburos, manteniéndolo atrapado y sin la posibilidad de emigrar de los poros de una roca permeable.

Las trampas estratigráficas, son el resultado de las diferencias o variaciones de las capas de las rocas estratificadas, originadas por los cambios laterales y verticales en la porosidad de la roca, se forman generalmente cuando desaparece la continuidad en la porosidad de una roca, creando cambios o pérdidas de la permeabilidad en determinadas áreas<sup>5</sup>.

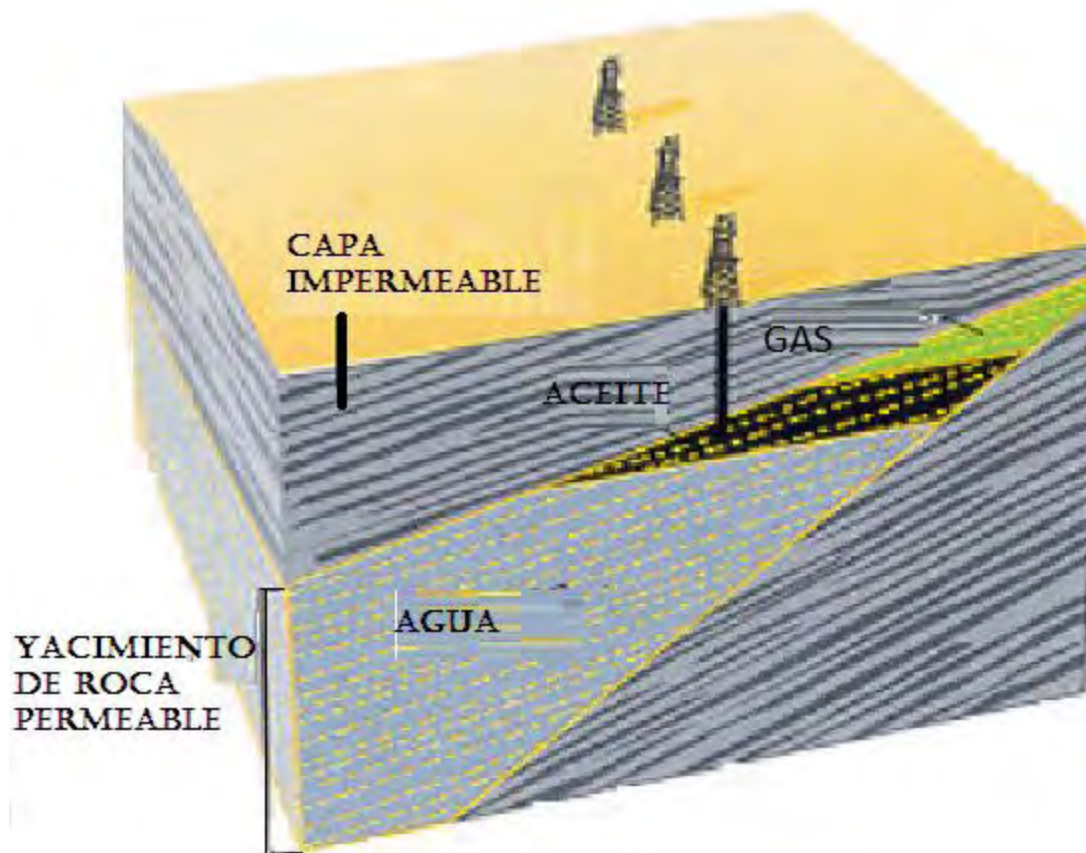


Fig. 2.6.1 Trampa estratigráfica.

Este tipo de trampas no son resultado por el movimiento que llegan a tener los estratos. Existen diferentes tipos de trampas estratigráficas algunas de ellas son:

- **Trampas Lenticulares:** son áreas rodeadas por estratos porosos y no porosos, pueden formarse a partir de arenas de ríos antiguos subterráneos o playas subterráneas<sup>5</sup>.

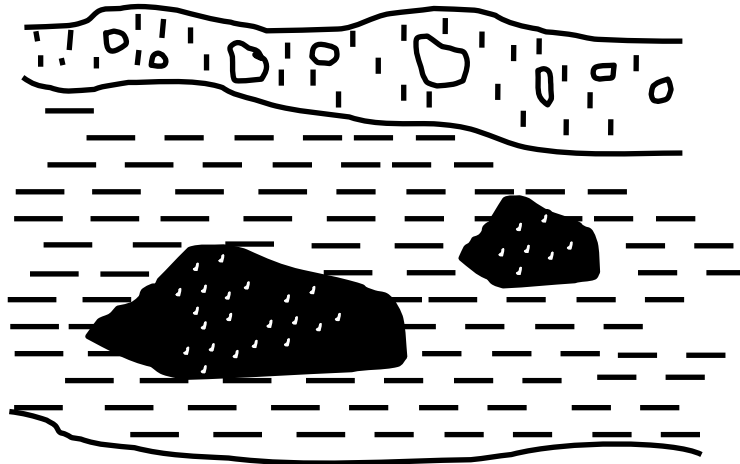


Fig.2.6.2 Trampa Lenticular.

- **Trampa Graduada de Forma Lateral:** es una trampa creada por la deposición diferencial lateral, causada por los cambios del medio ambiente hasta la deposición por inmersión<sup>5</sup>.

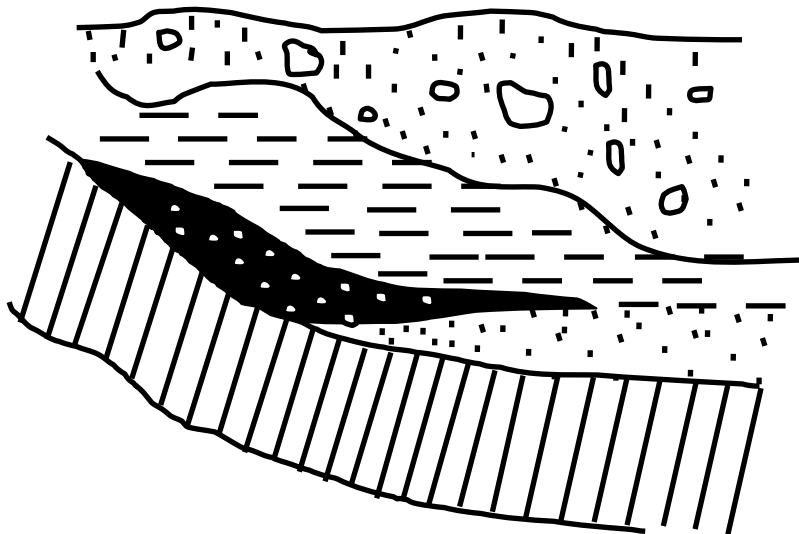


Fig.2.6.3 Trampa Graduada de Forma Lateral.

- **Trampa con Discordancia Angular:** una discordancia angular es aquella en la que los estratos mayores tienen una caída diferente de ángulo que la de los estratos más jóvenes. Una trampa de discordancia angular se produce cuando las rocas más antiguas tienen ciertos grados de inclinación, lo que provoca la aplicación de fuerzas en las rocas más recientes, esta condición ocurre cuando se tiene un anticlinal o una cúpula donde se lleva a cabo la erosión y se va recubriendo con capas más jóvenes los estratos menos permeables<sup>5</sup>.

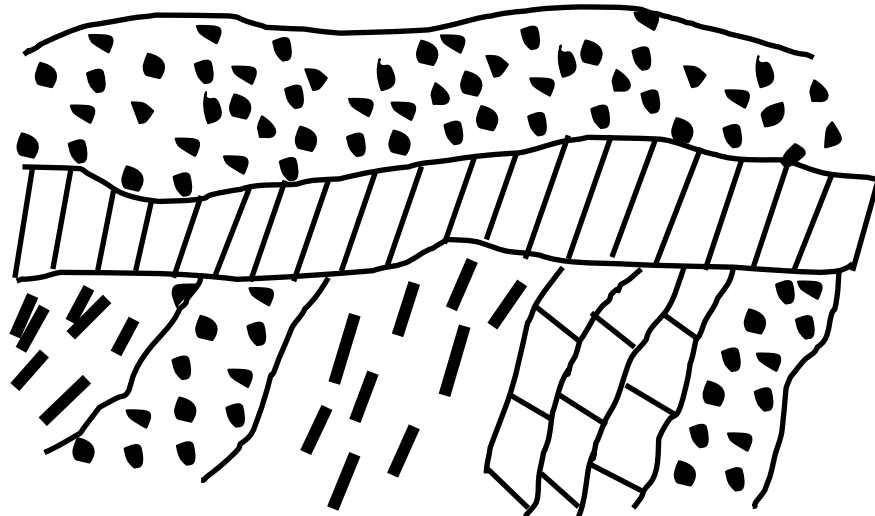


Fig.2.6.4 Trampa con Discordancia Angular.

## 2.7 Antecedentes y Problemática de Explotación de la Cuenca de Chicontepec

Roca		Fluido	
Formación:	Chicontepec	Tipo de fluido:	Aceite negro
Edad:	Paleoceno-Eoceno -inferior	Tipo de empuje:	Expansión de gas en solución
Tipo de roca:	Arenas y lutitas interestratificadas	Densidad de aceite:	18 – 45 °API
Tipo de trampa:	Estratigráfica	Presiones iniciales:	80 – 360 Kg/cm <sup>2</sup>
Porosidad:	8 -12 %	Presión de burbuja:	50 – 330 Kg/cm <sup>2</sup>
Permeabilidad:	0.1 – 5 md	Viscosidad:	0.5 – 70 cp
Espesor bruto:	Hasta 1900 m		
Espesor neto:	Hasta 500 m		
Profundidad:	1,000 a 2,500 mbnm		

Cuadro 3. Características iniciales de explotación de la Cuenca de Chicontepec.

Como es sabido en los últimos años se han realizado proyectos y, se ha tenido la necesidad de implementar nuevas técnicas y tecnologías para poder explorar y explotar adecuadamente la Cuenca de Chicontepec, con el fin de poder recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos posibles.



El proyecto Chicontepec es de gran importancia para el país, ya que representa el 39% de la reserva total de hidrocarburos pertenecientes a México, es decir aproximadamente 17.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Los yacimientos de Chicontepec se identifican por su baja permeabilidad, su bajo contenido de hidrocarburos y baja presión, ocasionando problemas en la reducción de la productividad de los pozos y, la explotación de éstos resulta ser compleja. Actualmente el proyecto de la Cuenca de Chicontepec contribuye con el 1% de la producción nacional, intentando incrementar este porcentaje para el año de 2015 sea cerca del 20% de contribución de la producción nacional<sup>7</sup>.

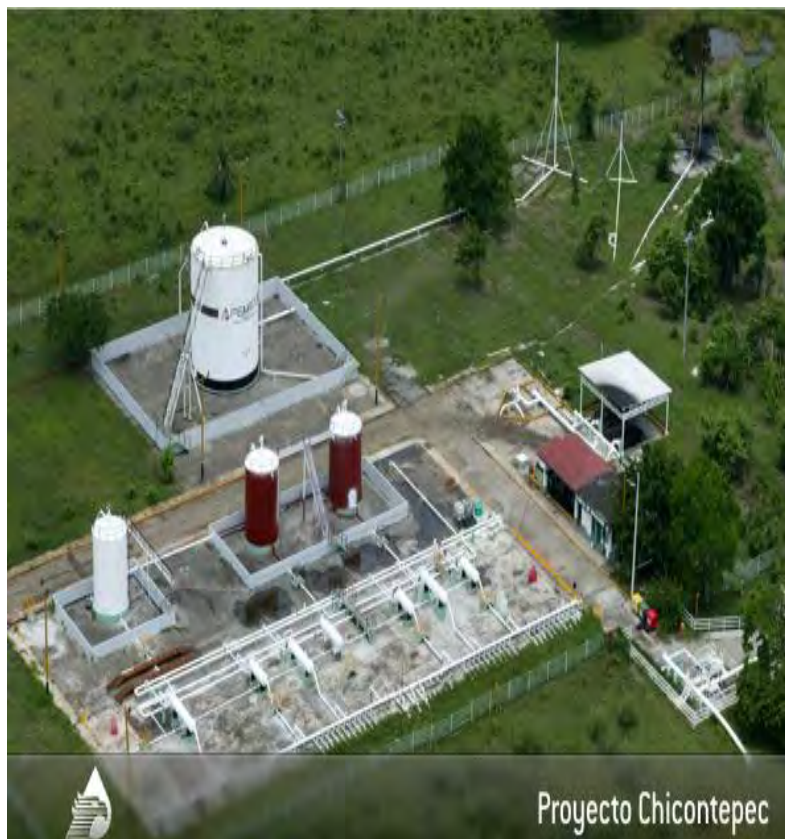


Figura 2.7.1 Aspecto de las instalaciones en la Cuenca de Chicontepec (Proyecto ATG).

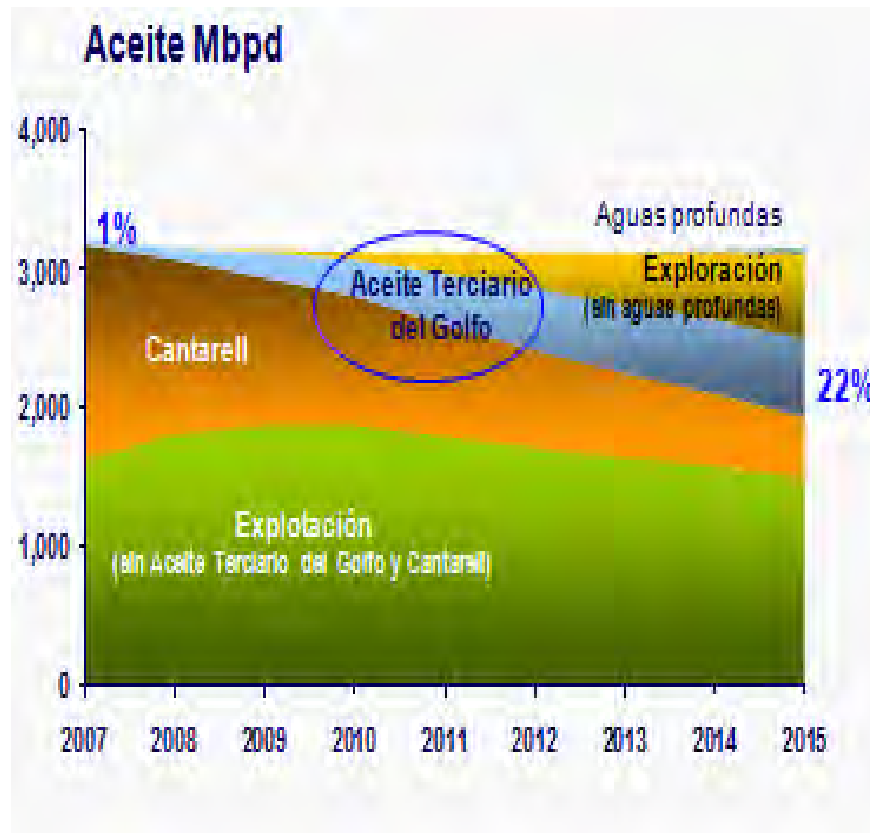


Fig. 2.7.2 Gráfica comparativa de la producción nacional de aceite.

Uno de los mayores problemas de producción en la Cuenca de Chicontepec, es la baja productividad y la alta declinación durante la exploración de los pozos, lo cual origina tener bajos volúmenes de hidrocarburos y factores de recuperación bajos.

Los factores de recuperación se encuentran aproximadamente del 5% al 7%, en base a estos factores de recuperación, es necesaria la implantación de sistemas artificiales de producción y de sistemas de mantenimiento de presión<sup>7</sup>.

Existen diversos factores que ocasionan la baja recuperación de los hidrocarburos, muchos de éstos se generan desde el momento de la caracterización del yacimiento, ya que en esta cuenca la caracterización se ha mostrado insuficiente, ocasionando el no conocimiento del campo. La alta heterogeneidad del yacimiento, las declinaciones de la producción, las dificultades para poder

mantener los niveles de producción y los altos costos de producción son los problemas que más repercuten en el Proyecto Chicontepec<sup>7</sup>.



Fig. 2.7.3 Sistema de mantenimiento de presión en la Cuenca de Chicontepec.

Desde el punto de vista geológico, unos de los factores que ocasionan problemas de producción en la cuenca es que la presión inicial de los yacimientos, es muy cercana a la presión de burbuja, provocando una disminución de la producción de aceite debido a la alta producción de gas disuelto liberado.

En cuanto a los yacimientos turbidíficos altamente heterogéneos, se tienen procesos diagenéticos complejos y arenas discontinuas, así como yacimientos altamente estratificados de baja permeabilidad y de baja porosidad.

## 2.8 Yacimientos de Chicontepec: Principal Problemática

En todo estudio de ingeniería de yacimientos es requisito indispensable contar con las propiedades de los fluidos, lo cual implica tomar muestras de un fluido perteneciente al yacimiento. Un análisis PVT es un análisis que se realiza al petróleo, depende de la presión, volumen y temperatura, estos parámetros son los necesarios para relacionar volúmenes de hidrocarburos a condiciones de yacimiento con sus volúmenes correspondientes a condiciones de superficie y viceversa, para un yacimiento petrolero. El análisis PVT es un conjunto de pruebas que se realizan en el laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas, para poder determinar las propiedades de los fluidos existentes en un yacimiento. Entre las aplicaciones de este tipo de análisis, se pueden destacar las siguientes:

- Descripción del comportamiento de cada fluido.
- Identificación de los problemas potenciales originados por los sólidos.
- Medición de la viscosidad.
- Estimación del factor de recuperación del yacimiento.
- Indicar la ecuación de estado del yacimiento y la modelación del mismo.

Para relacionar los volúmenes de producción de hidrocarburo en superficie a sus volúmenes equivalentes en el yacimiento se tiene que:

**Producción por arriba de la presión de burbuja  $P > P_b$ :** aquí solo existe una sola fase en el yacimiento donde esta se considera “petróleo subsaturado”. Cuando es subsaturado y se produce hacia la superficie, el gas se va a separar de petróleo, donde este volumen que se separa va a depender de las condiciones de separación.

**Producción por debajo de la presión de burbuja  $P < P_b$ :** si la presión en el yacimiento es menor a la presión de burbuja, nos encontramos en dos fases, petróleo saturado con gas y gas libre. Durante la producción hacia la superficie, el gas en solución se libera, y la producción del gas aumenta ya que tiene

dos componentes: el gas que se encuentra libre el yacimiento y el gas que se encuentra en solución en el petróleo que se libera durante la producción. Los tipos de crudo se diferencian principalmente por las siguientes propiedades: Bo, GOR, Gravedad API, Color. Los diagramas de fase determinan el comportamiento del fluido respecto a la presión y temperatura en el yacimiento. Cada tipo de crudo tiene su propio diagrama de fases.

La envolvente de fases se forma de unir las curvas de punto de rocío y punto de burbuja. La zona del punto de crítico hacia la izquierda está en fase líquida y del punto crítico a la derecha se encuentra en fase gaseosa.

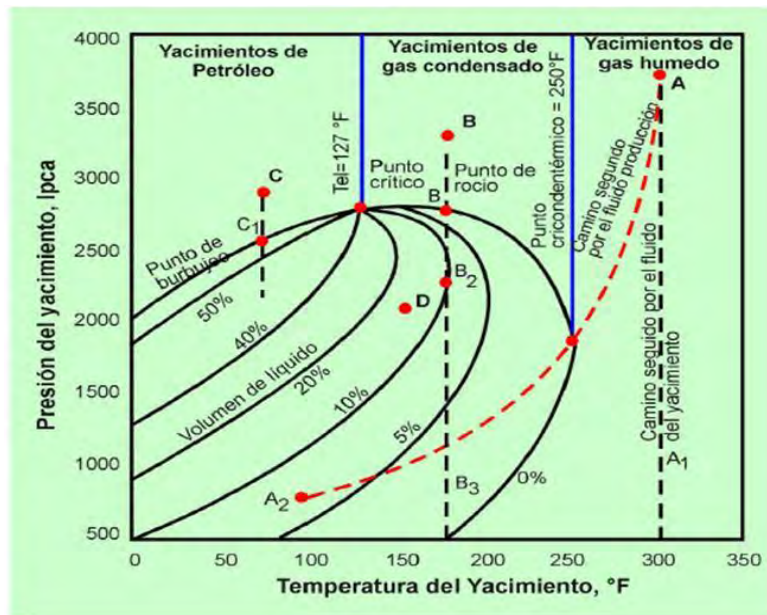


Fig. 2.8.1 Diagrama de Fases.

**Relación Gas-Aceite (GOR):** indica que tanto gas hay por cada barril de crudo, todo en condiciones estándar. El volumen del gas se mide en pies cúbicos estándar (SCF). El crudo se mide en barriles en tanque de almacenamiento (STB)

**Relación de Solubilidad (Rs):** se define como el volumen de gas disuelto en el aceite a condiciones estándar entre el volumen de petróleo a condiciones

estándar. Cuando la presión es inferior a la presión de burbuja ( $P_i < P_b$ ) el aceite comienza a liberar gas y la relación de solubilidad disminuye.

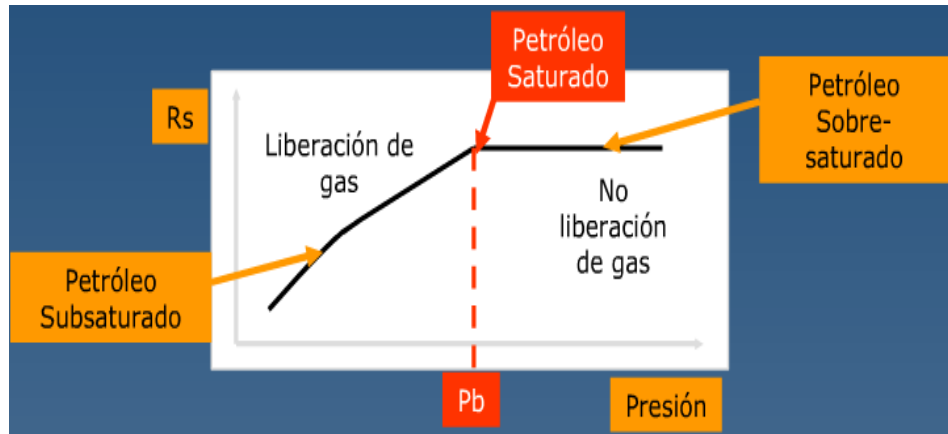


Fig. 2.8.2 Gráfica Relación de Solubilidad.

**Factor de Volumen del Aceite (Bo):** se define como el volumen de aceite con gas disuelto en el yacimiento entre el volumen de aceite a condiciones estándar, el factor de volumen de aceite se ve afectado muchas veces cuando se tiene liberación de gas, cuando la presión del crudo cae por debajo de la presión de burbuja.

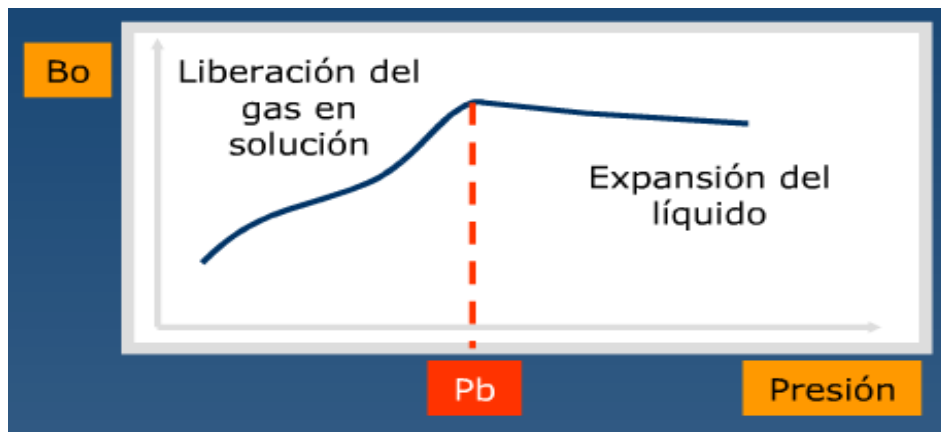


Fig. 2.8.3 Gráfica Factor de Volumen de Aceite.

**Gravedad API:** es una escala que sirve para determinar la gravedad específica o densidad de un hidrocarburo. Entre más grados API tenga el hidrocarburo obtenido, es demás baja densidad.

**Coefficiente de Viscosidad:** la viscosidad en los fluidos petroleros repercute en la capacidad de estos para poder fluir, en los hidrocarburos la viscosidad varia por la presión y la temperatura, en el caso de la presión, cuando la presión del aceite se encuentra por debajo de la presión de burbuja comienza a darse una liberación de gas, lo cual hace que la viscosidad aumente notablemente.

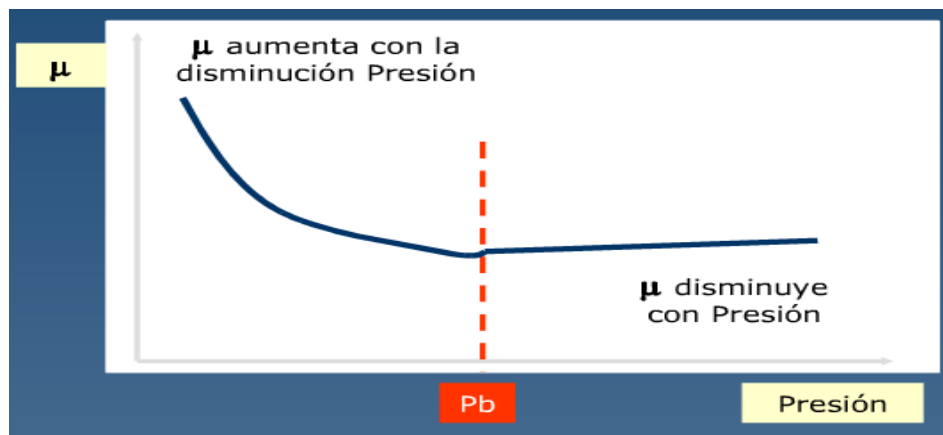


Fig. 2.8.4 Gráfica del Comportamiento de la Viscosidad.

Los yacimientos petroleros se pueden clasificar de diferentes formas, una de las más importantes es de acuerdo a la presión inicial a la que se encuentran los yacimientos y pueden ser bajo-saturados y saturados.

Cuando hablamos de yacimientos bajo-saturados donde la presión inicial es mayor que la presión de saturación o presión de burbuja ( $P_i > P_b$ ), entonces el gas que se encuentra en el yacimiento se encuentra disuelto en el aceite<sup>18</sup>.

Son yacimientos que se encuentran en condiciones de presión y temperatura por encima del punto de burbujeo, donde no existe capa de gas inicial y el acuífero es relativamente pequeño en volumen, por lo que el influjo de agua es despreciable. Por encima del punto de burbujeo se tiene que la relación gas-petróleo producido será igual a la relación gas petróleo inicial, dado que todo el gas producido en la superficie debió haber estado disuelto en el yacimiento. Bajo estas suposiciones las "fuerzas" responsables del movimiento de hidrocarburos están formadas por la expansión de los fluidos y la reducción del volumen poroso.

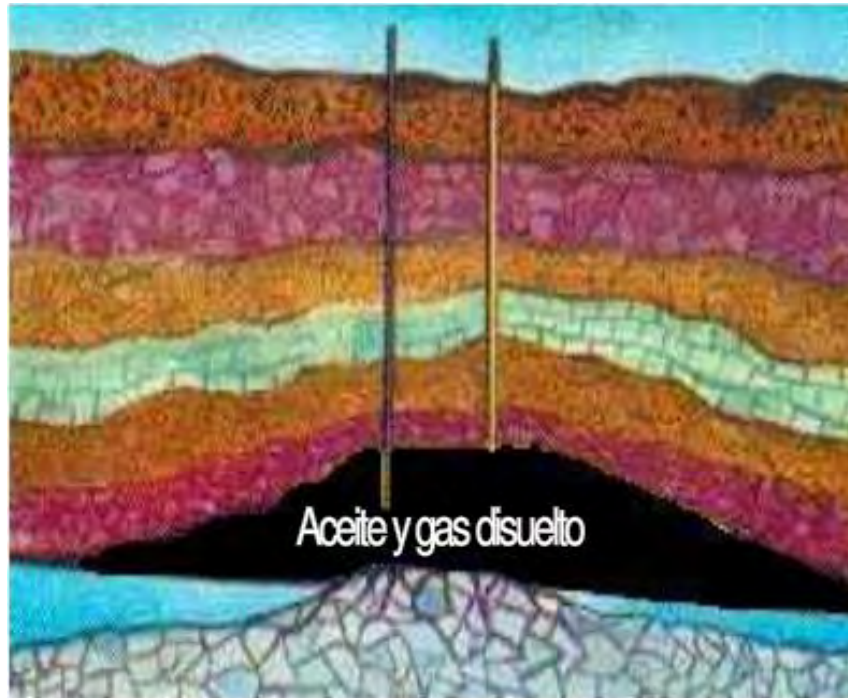


Fig.2.8.5 Yacimiento bajo saturado.

En la Cuenca de Chicontepec los yacimientos en los cuales se encuentran localizados los hidrocarburos son los conocidos como yacimientos saturados, que son yacimientos donde la presión inicial o la presión estática del yacimiento es menor o igual a la presión de burbujeo localizada en el punto de burbuja ( $P_i < P_b$ ), en estos tipos de yacimientos existen hidrocarburos en dos fases (líquida y gaseosa), en un yacimiento saturado cuando la presión del yacimiento iguala o se acerca a la presión de burbuja, la parte gaseosa que se encuentra disuelta en el aceite se comienza a liberar, formando un casquete de gas con el gas libre localizado en el yacimiento.

La mayoría de los cambios del índice de productividad son causados por un incremento en la saturación del gas libre alrededor de la cara del pozo, lo cual incrementa la permeabilidad del gas y disminuye la permeabilidad del aceite.



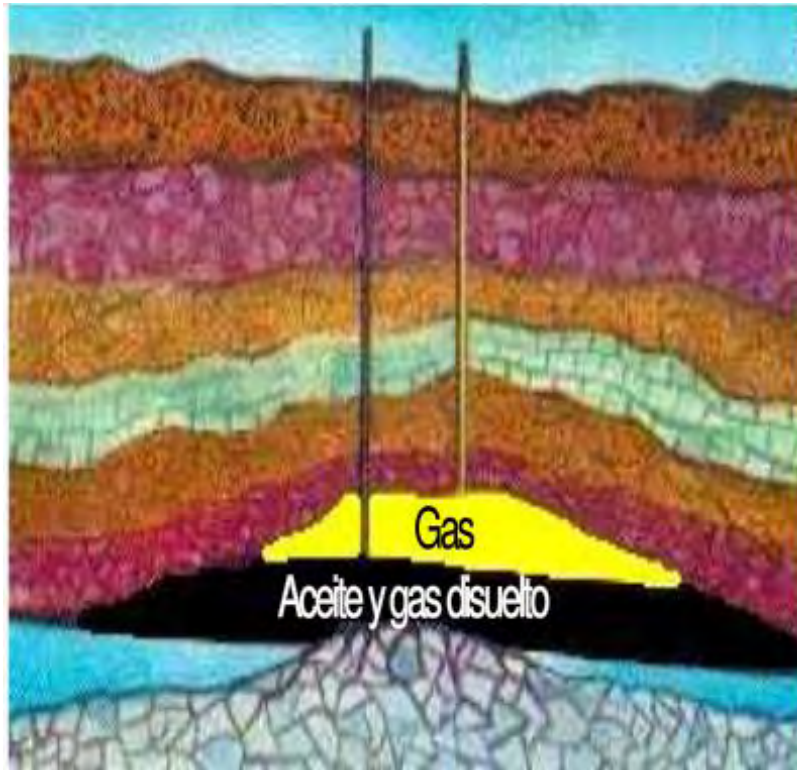


Fig.2.8.6 Yacimiento Saturado

Es por esto que en la Cuenca de Chicontepec, cuando se abre un pozo a producción, este inicia a producir cierto gasto, al cabo del tiempo conforme la presión inicial ( $P_i$ ) se acerca a la presión de burbuja ( $P_b$ ) la producción se abate considerablemente ocasionando una disminución en el gasto de aceite obtenido por cada pozo perforado en esta Cuenca. Este es el gran problema de los pozos de Chicontepec ya que el hidrocarburo líquido al quedarse sin gas disuelto pierde energía para poder levantarse hacia la superficie y termina quedándose en el fondo del yacimiento, aunado a los problemas de baja permeabilidad que presentan las formaciones productoras de esta Cuenca, una alternativa viable de solución es la implementación de nuevas técnicas de perforación y producción (pozos no convencionales) que generen menos caídas de presión para evitar que el hidrocarburo se quede estancado en la formación productora.

## 2.9 Objetivos y Metas del Proyecto Chicontepec

1. Innovar planes en desarrollo de proyectos con el fin de incrementar la rentabilidad, disminuir el riesgo de la inversión y elevar la recuperación final de aceite<sup>7</sup>.
2. Se implementará un intenso programa de perforación y reparación de pozos, en algunos casos implementando sistemas artificiales de producción, así como mecanismos de recuperación secundaria y mejorada, que permita incrementar el factor de recuperación (FR) de 6.9 a 12%, adicionalmente se creará la infraestructura necesaria para el manejo de la producción<sup>6</sup>.
3. Alcanzar una producción de 1000 MB/D hacia el año de 2012 o antes, con una rentabilidad por arriba del 20% (la rentabilidad actual es de 10%) y una recuperación final mayor al 15% (tomando en cuenta que la recuperación actual es menor que el 6%)<sup>7</sup>.
4. El objetivo del Proyecto Chicontepec, es que en esta Cuenca se pueda producir entre 550 mil a 700 mil barriles diarios hacia el 2017, lo que requerirá del desarrollo y administración de tecnologías especializadas que incrementen significativamente la productividad por pozo y, permitan reducir los costos al mínimo<sup>6</sup>.
5. Se tendrán que perforar 16,000 pozos de desarrollo en un periodo 2002-2020. De acuerdo con el tipo de yacimiento, se requeriría una perforación masiva de pozos no convencionales, que en número alcanzaría su máximo en 2010 con 1,411 pozos manteniéndose arriba de los 1,200 pozos perforados por año en el resto del periodo prospectivo<sup>6</sup>.

6. Se espera que en el periodo 2009-2017 el proyecto registre una producción de crudo promedio de 700 MBD y, una producción promedio de gas de 546 MMPCD. Se estima que el máximo de producción de crudo se alcanzará en 2016<sup>7</sup>.

Con los objetivos anteriores y con los datos de producción de la Cuenca que fueron mencionados con anterioridad, se puede decir que la Cuenca de Chicontepec es una fuente importante de hidrocarburos, capaz de poder ayudar al incremento de la producción nacional con el fin de satisfacer las necesidades económicas que el país demanda, así como también reducir el grado de dependencia de los yacimientos mexicanos gigantes.

El análisis y estudio de la esta Cuenca y la implementación de nuevas tecnologías y retos, son considerados por los directivos encargados del desarrollo de la misma, con el único fin de maximizar la producción de hidrocarburos disminuyendo las inversiones y costos de operación, siempre y cuando se tenga un ritmo adecuado de explotación para poder alargar la vida productiva de la Cuenca.

## **2.10 Datos de Producción de la Cuenca de Chicontepec**

La Cuenca de Chicontepec es una región petrolera de gran importancia en la República Mexicana, los datos de producción que arrojan los estudios realizados son significativos, ya que existen gran cantidad de hidrocarburos que se encuentran en la espera de su óptima explotación por los diferentes métodos que sean necesarios.

A continuación con fundamento en las investigaciones, se muestran los datos de producción que tiene la Cuenca en los últimos años, así como información fundamental y de conocimiento general:

- ✓ La Cuenca de Chicontepec fue descubierta en el año de 1926.

- ✓ La densidad API del hidrocarburo que se produce en dicha Cuenca varía de 18 a 44 API.
- ✓ El volumen original de hidrocarburos asciende a 136,481 MMBLS.
- ✓ Las reservas probadas son de 654 MMBCE.
- ✓ Las reservas probables son de 9,213 MMBCE.
- ✓ Las reservas posibles son de 8,510 MMBCE.
- ✓ El total de las reservas 3p es un aproximado de 17,713 MMBCE.
- ✓ El factor de recuperación (Fr) en un aproximado es de 6.9%.
- ✓ La producción acumulada de hidrocarburos es de 194.8 MMBCE, ésta última obtenida de acuerdo al factor de recuperación antes mencionado.
- ✓ La producción anual de aceite asciende a 20.56 MBPD.
- ✓ La producción anual de gas asciende a 26.27 MMPCD.
- ✓ El 67% del hidrocarburo encontrado en la Cuenca de Chicontepec, es aceite.
- ✓ El 33% del hidrocarburo encontrado en la Cuenca de Chicontepec, es gas.

Estos datos antes mencionados son de diciembre de 2009; aproximaciones recientes se han realizado, pero no existe todavía certeza alguna<sup>6</sup>.

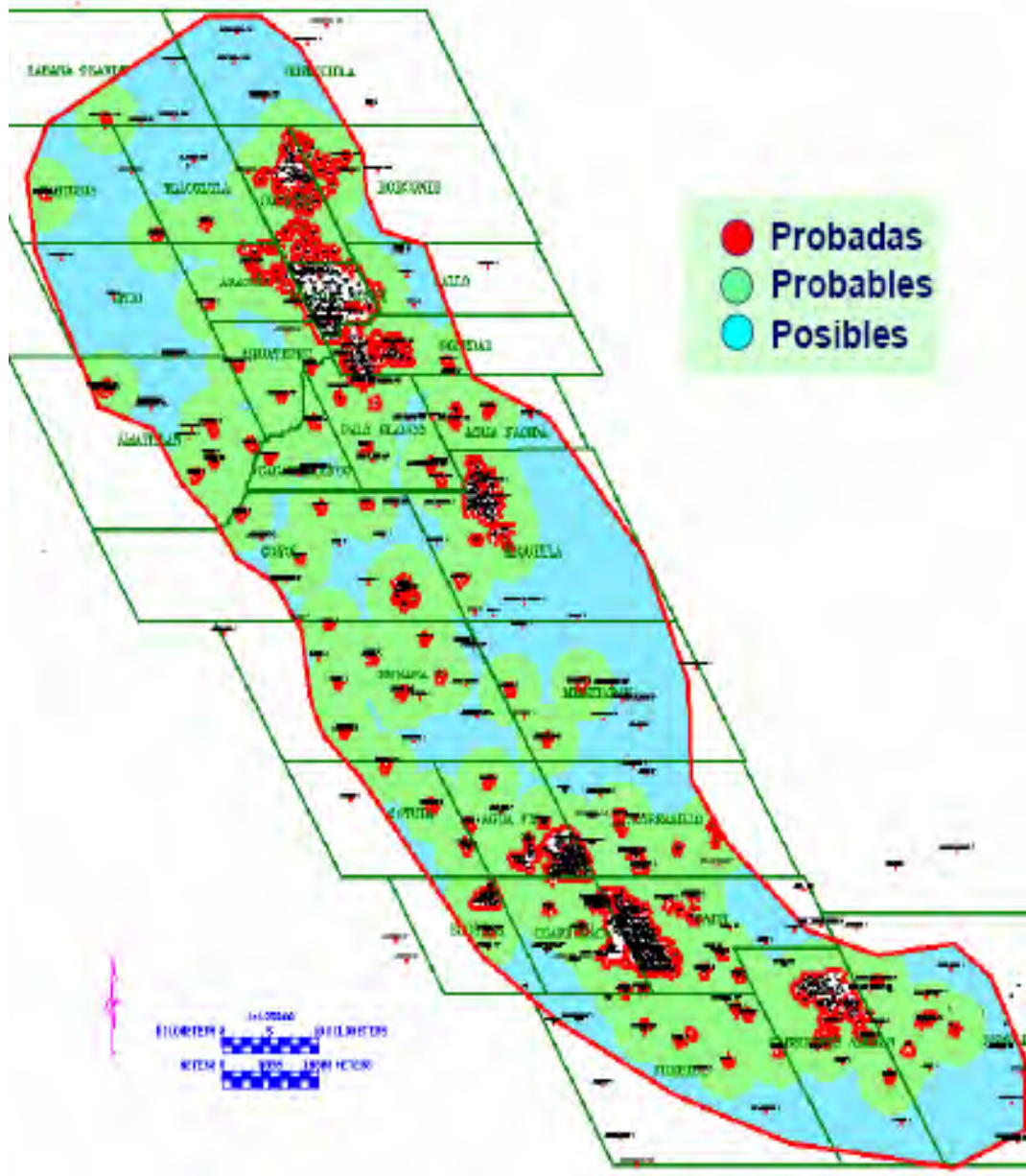


Fig. 2.10 Reservas 3p de la Cuenca de Chicontepec.

### **3. MARCO TEÓRICO DE LOS POZOS HORIZONTALES**

#### **3.1 Introducción**

En la actualidad, a nivel mundial, hoy en día existe un gran interés por la perforación de pozos horizontales, esto con el fin de explotar en forma más eficaz los yacimientos petroleros que se han descubierto, ya que la perforación de pozos horizontales ofrece características únicas de explotación, así como diversos beneficios en la aplicación de éstos.

Los pozos horizontales han probado ser una buena alternativa para mejorar la producción de un campo y la recuperación de petróleo en yacimientos considerados como maduros ó, en yacimientos caracterizados con bajas permeabilidades y bajas presiones, es importante saber que las caídas de presión en los pozos horizontales, resultan ser mucho menores que las de un pozo vertical por lo cual esta es una de las consideraciones que tienen gran importancia y que diferencian a un pozo horizontal de un pozo vertical.

Un proyecto de pozos horizontales resulta ser diferente a uno de pozos verticales; depende en mucho la profundidad y la longitud que pueda alcanzar el pozo, así como la técnica de perforación utilizada y, la terminación final, recordando que la productividad de un pozo inicia con la terminación del mismo.

Analizando la inversión económica, resulta más costoso perforar un pozo horizontal que un vertical. La aplicación de un pozo horizontal se basa en la necesidad que pueda tener el yacimiento, así como también la técnica de perforación que se puede utilizar, es por eso que muchas veces los proyectos de perforación de pozos horizontales suelen tener un mayor beneficio económico, porque reducen el número de pozos que puedan requerir en un yacimiento ya que éstos abarcan mayor área de drene, esto con el objetivo de reducir costos y aumentar los beneficios.

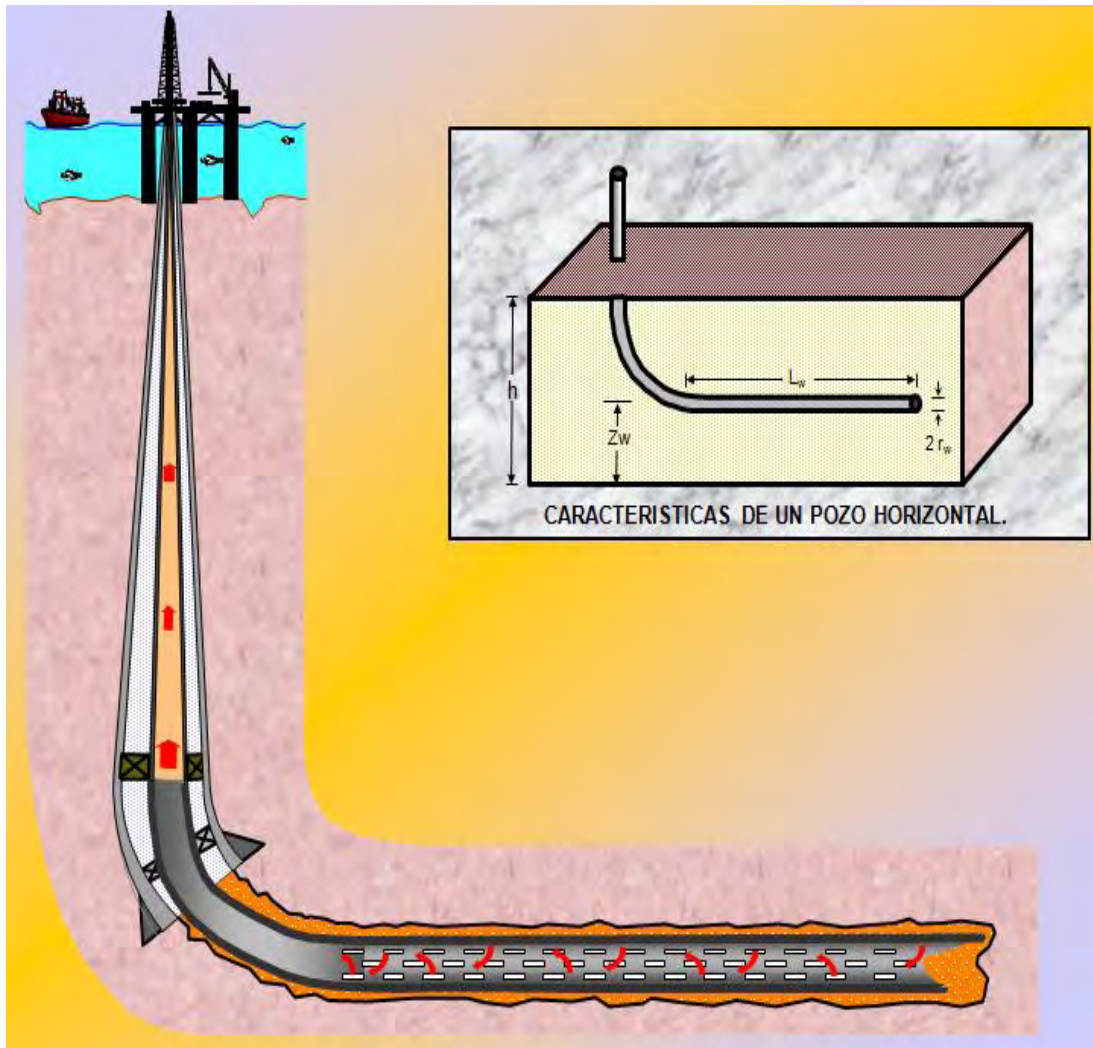


Figura 3.1 Geometría y característica de un pozo horizontal.

Cuando hablamos de productividad de pozos nos referimos a identificar el comportamiento del flujo de fluidos provenientes del yacimiento hacia el pozo, aplicando diferentes criterios que se adecuen al tipo de yacimiento que se encuentra en estudio, así como también determinar la capacidad productiva que genera cada pozo, sujeto a ciertas condiciones de presión y temperatura, evitando tener el menor daño a la formación para buscar alargar la vida productiva de éstos. La variación de las propiedades de los fluidos producidos por el yacimiento muchas veces afecta la productividad de los pozos. Para poder identificar a un pozo que produce en forma adecuada, se necesita conocer el potencial de éste, el cual es el gasto máximo que aportaría el pozo si se tuvieran las condiciones

ideales para su óptima explotación. Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad y comportamiento de afluencia, que mas adelante serán tratados.

El realizar un estudio de comportamiento de afluencia de un pozo, se hace con el objetivo de observar el comportamiento que se ha tenido durante el momento del inicio de la explotación hasta el presente, y a partir de ese análisis poder predecir el comportamiento del yacimiento en tiempos futuros, dando como resultado un histórico de producción donde se muestre hasta donde es económicamente recomendable realizar la explotación adecuada.

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su totalidad, para poder determinar la capacidad de producción de un pozo es necesario tener conocimiento e información general del yacimiento y, de los fluidos producidos por éste. Cuando un pozo no produce de la forma adecuada es necesario su estudio y análisis para la implementación de algún método correctivo que sea el adecuado, los problemas de baja productividad generalmente se encuentran asociados a la formación productora y a los fluidos que se encuentran en el yacimiento, es decir, cuando se presentan valores relativamente bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o cuando se tienen depósitos orgánicos e inorgánicos, y así mismo cuando se genera un daño a la formación ya sea natural o inducido, todo esto afecta en el flujo de fluidos del yacimiento al pozo donde este será restringido y ocasionando la disminución de la productividad del pozo.

### **3.2 Limitaciones y Aplicaciones de los Pozos Horizontales**

Como ha sido mencionado con anterioridad, la mayor ventaja que se tiene al perforar y producir con un pozo horizontal es que se tiene mayor área de contacto en el yacimiento; la mayor desventaja que puede tener un pozo horizontal es que sólo una zona productora puede ser drenada por un pozo horizontal, aunque en la actualidad algunos pozos horizontales se han usado para drenar capas múltiples, este tipo de operación se ha realizado por medio de dos métodos:



- La perforación de un pozo tipo escalera: este tipo de perforación de pozos se realiza donde se tienen porciones largas horizontales en más de una zona productora.
- Cementando al pozo: se realiza una simulación usando las propiedades de fractura.

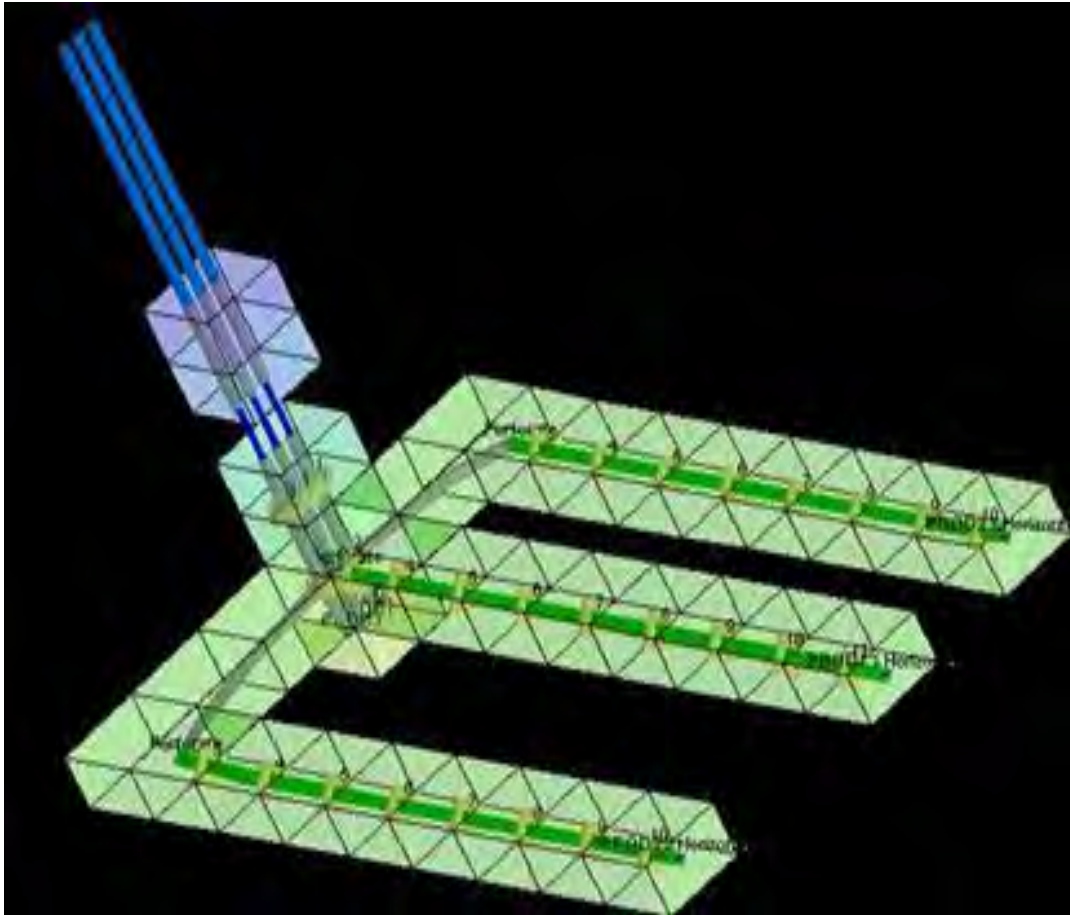


Fig. 3.2. Configuración de 3 pozos horizontales.

Otra desventaja que se presentan en los pozos horizontales, es el costo que pueden generar, generalmente el perforar un pozo horizontal es de 1.4 a 3 veces más caro que un pozo vertical, esto depende del método de perforación usado y de la técnica con la que se va a terminar el pozo<sup>8</sup>.

Generalmente el primer pozo horizontal resulta ser más costoso que los pozos que puedan ser perforados después de éste, ya que en él se realizan pruebas piloto, y

se conoce de mejor manera como se va a comportar el yacimiento ante una situación que se le plantea.

Cuando hablamos de un pozo horizontal, generalmente se piensa en su uso en campos maduros; a continuación se muestran algunas aplicaciones que se tienen en los pozos horizontales, recordando que esta técnica resulta ser relativamente nueva y para ciertas condiciones en específico, ya que los pozos horizontales han demostrado tener efectividad en:

- Yacimientos naturalmente fracturados, los pozos horizontales se han usado para intersecar fracturas, para tener un mejor drene del yacimiento.
- Yacimientos con problemas de conificación de agua y gas, los pozos horizontales son usados para disminuir este tipo de problemas para poder tener una mejor recuperación de aceite<sup>8</sup>.
- Cuando se tiene producción de gas, los pozos horizontales son usados en yacimientos de altas y bajas permeabilidades; en los yacimientos de baja permeabilidad se incrementa el drene del yacimiento y, en los yacimientos de alta permeabilidad las velocidades de flujo de gas disminuyen evitando la formación de flujo turbulento.
- En los procesos de recuperación mejorada especialmente en los procesos térmicos, los pozos horizontales tiene una mayor adaptación que cualquier otro tipo de pozos, ya que se tiene una mayor área horizontal de contacto por lo cual las inyecciones se realizan de mejor manera en el pozo. Esto es un beneficio especial para la recuperación mejorada, ya que muchas veces la inyección representa problemas serios en cuanto a la recuperación (mejorada principalmente)<sup>8</sup>.

La correcta orientación de los pozos horizontales en especial cuando se tienen yacimientos naturalmente fracturados, podría generar una mejor eficiencia de barrido cuando se utiliza técnicas de recuperación mejorada.

### 3.3 Conceptos Fundamentales

Para comprender el desarrollo de la ingeniería de producción es necesario tener claros conceptos fundamentales que son de suma importancia en esta área de la industria petrolera, a continuación se presentan algunos conceptos de uso cotidiano en la ingeniería de producción, más enfocados a la productividad de pozos que es la parte fundamental de este trabajo de investigación:

- **Sistema integral de producción:** el sistema integral de producción es un conjunto de elementos cuya finalidad es transportar los fluidos del yacimiento hacia la superficie por medio del pozo, en la superficie son separados en aceite, gas y agua, para después conducirlos a las instalaciones encargadas de almacenarlos y comercializarlos, los componentes básicos de un sistema integral de producción son: yacimiento, pozo, tubería de descarga, estrangulador, separador y tanque de almacenamiento<sup>9</sup>.
- **Yacimiento:** un yacimiento es una porción o una trampa geológica en la cual se encuentran contenidos los hidrocarburos, la cual es un sistema intercomunicado hidráulicamente, los hidrocarburos que se van a explotar se encuentran en los poros de la roca.
- **Pozo:** es un agujero que se realiza a través de la roca hasta llegar al yacimiento, en este agujero se colocan los sistemas de tuberías y diversas herramientas con el fin de establecer un flujo de fluidos que se encuentran controlados entre la formación productora y la superficie.

- **Tubería de descarga:** su finalidad es transportar el gas y aceite, en algunos casos agua, desde la cabeza del pozo hacia los tanques de almacenamiento.
- **Estrangulador:** es un aditamento que se instala en los pozos productores con el objetivo de restringir el flujo de fluidos provenientes del yacimiento, esto con la finalidad de poder obtener un gasto deseado y prevenir problemas como la conificación de agua, producción de arenas, formación de asfáltenos y parafinas, y para tratar de tener un flujo sónico<sup>9</sup>.
- **Tanques de almacenamiento:** son recipientes de gran volumen y gran capacidad cuya función es almacenar la producción de los fluidos de uno o varios pozos. En la industria petrolera los tanques de almacenamiento que son usados son de capacidades de 100,000 a 500,000 barriles.

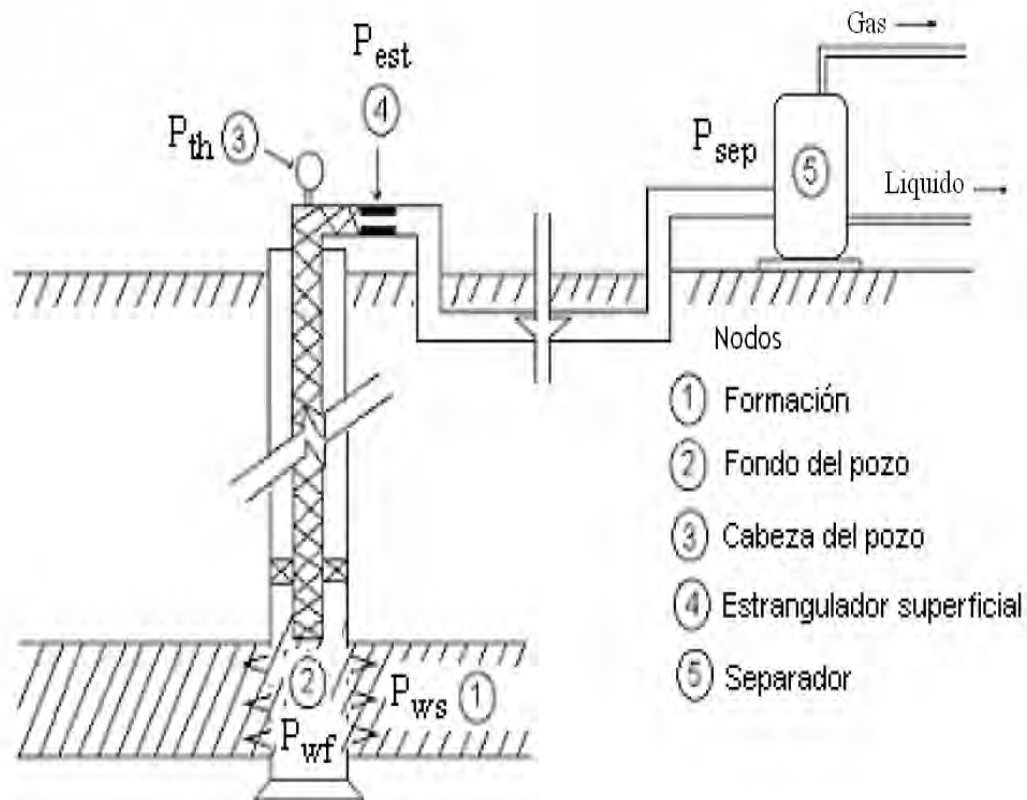


Fig. 3.3.1 Sistema Integral de Producción.

- **Porosidad:** medida del espacio disponible que tiene la roca para poder almacenar fluidos, existen diferentes tipos de porosidad como lo son: porosidad original, porosidad inducida o secundaria, porosidad total y la porosidad efectiva.
- **Viscosidad:** se refiere a la medida de la resistencia de cierto fluido con condiciones específicas a fluir, la viscosidad del aceite depende de su composición de la presión que se tenga y de la existencia de gas en solución.



Fig. 3.3.2 Muestra de aceite viscoso.

- **Radio de drene de pozo:** distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por una caída de presión.
- **Efecto daño:** es la alteración natural o inducida de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma.

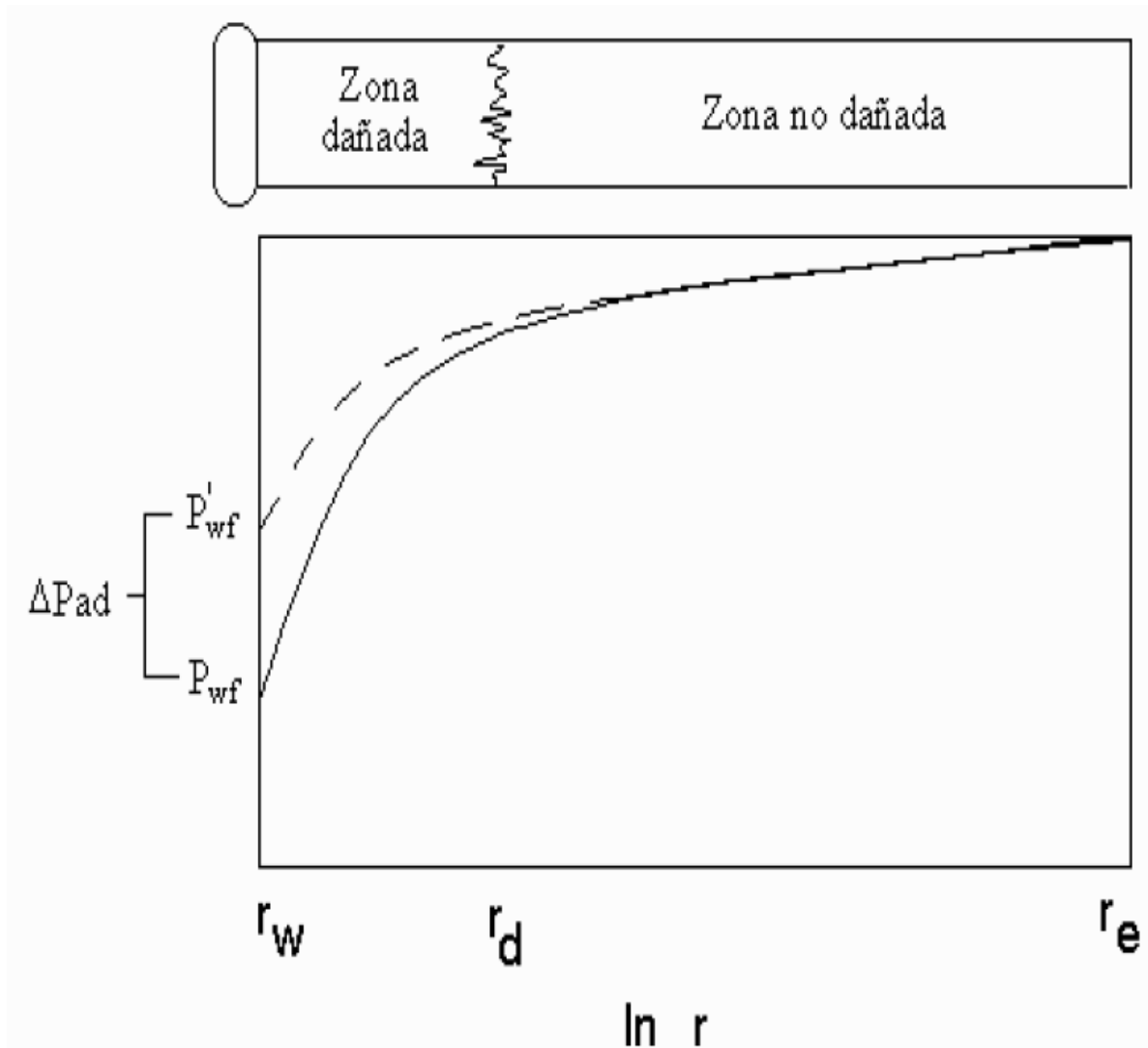


Fig. 3.3.3 Representación gráfica del comportamiento de presión.

- **Índice de productividad:** medida de la capacidad productiva de los pozos, es el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \left[ \frac{\frac{bl}{\text{día}}}{pg^2} \right] \quad \dots(3-1)$$

Fig. 3.3.4 Fórmula para el cálculo de Índice de Productividad.

Donde J= Índice de Productividad (bl/día/psi).

q= Gasto de aceite(BPD).

P<sub>ws</sub>= Presión de Fondo Estática (Psi).

P<sub>wf</sub>= Presión de Fondo Fluyendo (Psi).

- **Análisis nodal:** permite obtener una optimización de las condiciones de producción para una configuración de pozos determinados y, la optimización de la terminación del mismo para un yacimiento en específico con características que cumplan con las condiciones esperadas<sup>9</sup>.

### 3.4 Factor de Daño

Mediante ciertas evaluaciones y correlaciones que normalmente se hacen con pozos vecinos que atraviesan la misma capa productiva, es posible determinar una producción esperada para un nuevo pozo con características similares.

La baja producción de una capa productiva tiene que ver con un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado, por algún motivo geológico una disminución de la porosidad o permeabilidad de la formación. Estas causas son por lo tanto naturales y no pueden ser evitadas, algunas veces se pueden reducir pero no en todas las ocasiones. Una de las soluciones que más se aplica en la industria petrolera cuando se tiene un daño a la formación de forma natural, es la técnica de estimulación conocida como

fracturamiento hidráulico la cual provoca mayor espacio para el flujo de fluidos en los poros que se encuentran interconectados y así, mejorar la permeabilidad de la roca<sup>10</sup>. Cuando el yacimiento ha sido dañado de forma artificial o inducida se dice que existe un daño a la formación o dicho de otro modo, se dice que el pozo se encuentra dañado.

Es por eso que definimos como daño de formación a la alteración de la permeabilidad y porosidad, ya sea por causas naturales o inducidas en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada que puede tener desde pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada se denotan con el factor de daño respectivamente<sup>10</sup>.

Cuando el daño es una causa artificial, generalmente es ocasionado por diversas operaciones, las principales causas de la existencia de un daño a la formación son las siguientes:

- **Perforación:** es el principal motivo de daño a la formación, tiene que ver con la filtración del lodo de perforación, y los recortes que se van extrayendo. Para reducir este tipo de daño es conveniente que los fluidos de perforación no interaccionen ni química, ni físicamente con la formación.<sup>10</sup>
- **Daño por revestimiento:** es conveniente que una vez atravesadas las capas productivas del pozo se entuben antes de seguir perforando hasta la profundidad final.
- **Cementación:** la buena cementación en los niveles productivos es de suma importancia a la hora de abrir el pozo a producción, el cemento no debe de filtrarse a la formación para evitar que este tapone a la formación o al intervalo productor<sup>10</sup>.



- **Emulsiones:** la mezcla de fluidos base agua y base aceite ocasionan emulsiones en la formación. Las emulsiones tienen la característica de tener viscosidades altas, pueden ser estabilizadas por los llamados agentes tenso activos.
- **Cambio de la mojabilidad:** la mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al mismo, esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en las paredes de los poros, este tipo de daño puede ser controlado por medio de inyección de solventes, capaces de remover la fase de hidrocarburos que esta mojando a la roca.
- **Bloque de agua:** el bloque por agua es causado por un incremento en la saturación del agua en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo, el bloque por agua puede formarse durante las operaciones de perforación y terminación, mediante la invasión de filtrados de base agua en la formación o, durante la producción, cuando aumenta la relación agua –aceite. El bloque por agua generalmente es tratado por agentes tenso activos que tienen como objetivo disminuir la tensión superficial entre el agua y aceite<sup>10</sup>.
- **Incrustaciones inorgánicas:** son precipitados minerales que se dan durante la perforación o la producción, ocasionado por las bajas temperaturas y bajas presiones en las inmediaciones del pozo.
- **Depósitos orgánicos:** los depósitos orgánicos son precipitados del aceite pesado, normalmente asfáltenos y parafinas, pueden crearse durante la perforación en la tubería y en el interior de la formación, los mecanismos por los cuales se originan generalmente son por cambio en las variables termodinámicas a la que se encuentra sometido el yacimiento. La causa

más común para que surja este efecto se da durante la producción donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión. Estos precipitados son removidos por solventes orgánicos, polímeros aromáticos como el benceno y algunas veces con alcoholes<sup>10</sup>.

- **Daño por lodos y arcillas:** incluye la invasión de arcillas provenientes del lodo de perforación y por hinchamiento o migración de las arcillas inherentes de la formación.

El concepto de factor de daño fue propuesto originalmente por Hurst y Van Everdingen, en el año de 1953, estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no ideal. Propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercano al pozo<sup>8</sup>.

Cuando hablamos de daño a la formación lo podemos denotar con un coeficiente “S”, este coeficiente puede tener diversos valores como son:

- **S > 0:** se dice que se tiene un pozo dañado, en este caso se pueden tener restricciones adicionales al flujo del pozo.
- **S = 0:** se dice que el pozo no está dañado, el daño es cero, no hay restricciones de flujo hacia el pozo.
- **S < 0:** se dice que el pozo está estimulado, el pozo produce más cantidad de aceite de lo esperado, el aumento de la producción puede relacionarse a una operación de fracturamiento hidráulico o a una estimulación ácida.

La mayoría de los pozos horizontales tienen una distribución no uniforme de daño a lo largo de su longitud, esto ocasiona problemas de cambio a lo largo de los pozos. La relación entre el factor de daño, la permeabilidad y el radio de la zona dañada está dado por la relación de Hawkins. Se ha demostrado que la formación

dañada puede tener variaciones desde el talón del pozo hacia la punta de éste, a lo largo del pozo horizontal<sup>11</sup>.

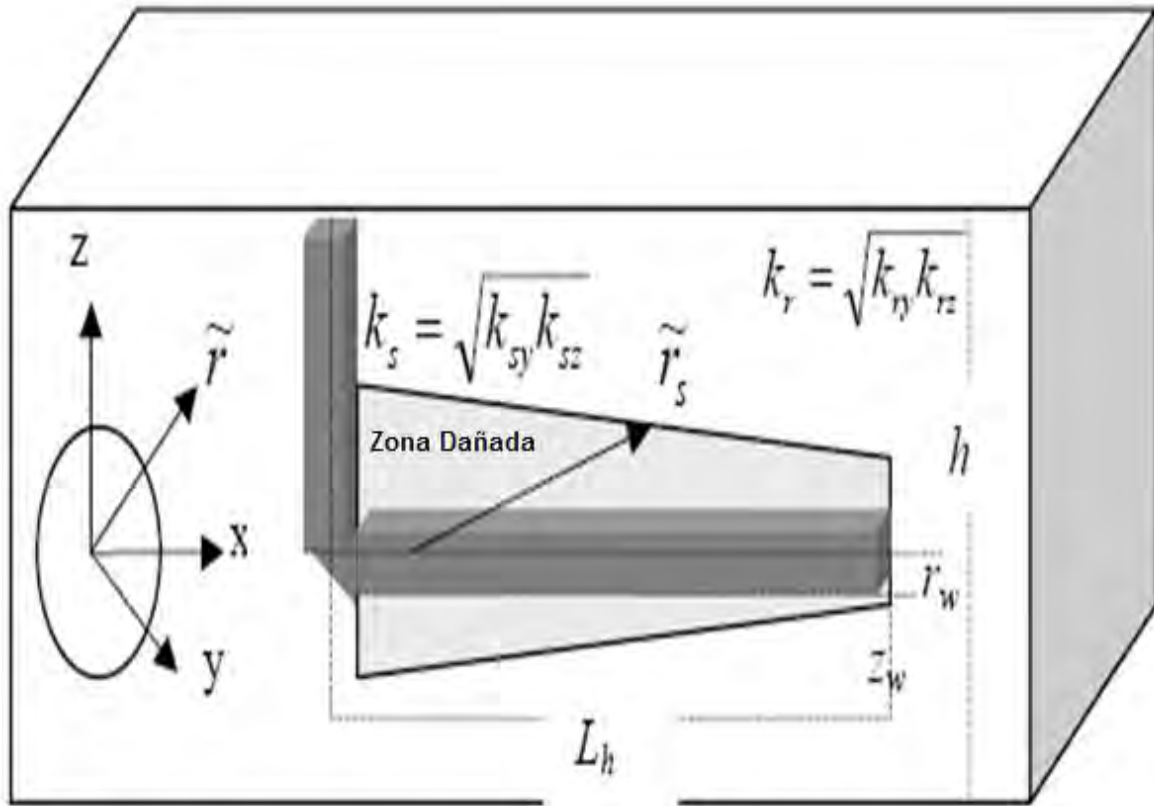


Fig. 3.4 Modelo geométrico de un pozo horizontal.

El modelo mostrado en la figura anterior se usa para obtener el factor de daño de un pozo horizontal.

Cuando se habla de una zona dañada se supone que el pozo horizontal es concéntrico y tiene un radio  $r_s$  que está en función de la localización a lo largo del pozo horizontal. La permeabilidad efectiva en el plano  $y$ - $z$  se define como  $k_r$ , mientras que la permeabilidad efectiva en la zona dañada se define como  $k_s$ . El flujo dentro de la región de la zona dañada, tomando en cuenta la definición, supone que es normal al eje de las abscisas, ya que el radio de la zona dañada es más pequeño. Si la capacidad de almacenamiento en la zona dañada es pequeña

y despreciable, se reduce la suposición de daño por entrada y salida de flujo en la zona. Esto es:  $q_h(r_s, x, t) = q_h(r_w, x, t) = q_h(x, t)$ <sup>11</sup>.

Cuando el flujo es una función de las propiedades de la zona dañada “ $q_h$ ”, representa el flujo cuando no está el daño y, “ $q_{hs}$ ”, representa el flujo cuando existe un daño.

El flujo que circula en la zona dañada esta dado por:

$$q_h(x, t) = 7.08 \times 10^{-3} \frac{k_r}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots (3-2)$$

Donde  $q_h$  = Flujo Cuando no está Dañado (BPD).

$q_{hs}$  = Flujo Cuando Existe un Daño (BPD).

$k_r$  = Permeabilidad Relativa (md).

$r$  = Radio del pozo (Pg.).

$\mu$  = Viscosidad (cp.).

Realizando la integración de la ecuación anterior, podemos obtener la caída de presión a través de la zona dañada, entonces se obtiene:

$$p_s(r_s, x, t) - p_s(r_w, x, t) = \frac{141.2\mu}{k_s} q_{hs}(x, t) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots (3-3)$$

Donde  $p_s(r_s, x, t) - p_s(r_w, x, t)$  = Caída de Presión en la Zona Dañada (Psi/ft).

$q_{hs}$  = Flujo Cuando Existe un Daño.

$k_s$  = Permeabilidad Efectiva en la Zona Dañada (md).

$r_s$  = Radio del Pozo de la Zona Dañada (Pg.).

$r_w$  = Radio del Pozo (Pg.).

$\mu$  = Viscosidad (cp.).

Si no existe daño alguno, la permeabilidad en la zona dañada es la misma que la permeabilidad en el yacimiento, entonces la caída de presión a través de la zona dañada está dada por:

$$p_{r_s, x, t} - p_{r_w, x, t} = \frac{141.2\mu}{k_r} q_h x, t \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots (3-4)$$

Donde  $p_{r_s, x, t} - p_{r_w, x, t}$  = Caída de Presión sin Daño (Psi/ft).

$q_h$  = Flujo Cuando no está Dañado (BPD).

$k_r$  = Permeabilidad Relativa (md).

$r_s$  = Radio del Pozo de la Zona Dañada (pg.).

$r_w$  = Radio del Pozo (pg.).

$\mu$  = Viscosidad (cp).

Definiendo la caída de presión adicional debido a la existencia de un daño:

$$\Delta p_s x, t = P_{wf,ideal} - P_{wf,actual} \dots\dots\dots (3-5)$$

Donde  $\Delta p_s$  = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft)

$P_{wf}$  = Presión de Fondo Fluyendo (Psi).

$P_{ws}$  = Presión de Fondo Estática (Psi.).

La caída de presión adicional debido al daño, es la diferencia entre la presión del pozo donde no existe daño y la presión del pozo donde se tiene daño<sup>11</sup>.

A partir de las ecuaciones (3-3), (3-4) y (3-5) se puede obtener:

$$\Delta p_s x, t = \frac{141.2q_{hs}\mu}{k_r} \frac{k_r}{k_s} - \frac{q_h}{q_{hs}} \ln \frac{r_s}{r_w} + p_{r_s, x, t} - p_s r_s, x, t \dots\dots\dots (3-6)$$

Donde  $\Delta p_s$  = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft).

$q_{hs}$  = Flujo Cuando Existe un Daño (BPD).

$k_r$  = Permeabilidad Relativa (md).

$r_s$  = Radio de Pozo de la Zona Dañada (pg.).

$q_h$  = Flujo Cuando no Existe Daño (BPD).

$\mu$  = Viscosidad (cp).

$r_w$  = Radio de Pozo.

$k_s$  = Permeabilidad Efectiva en la Zona Dañada (md).

$p_{r_s, x, t}$  = Presión del Pozo Sin Daño (Psi).

$p_{r_s, x, t}$  = Presión del Pozo donde Existe Daño (Psi).

Si se supone que la diferencia entre presiones en la frontera del daño con daño es insignificante entonces se tiene que:

$$\Delta p_{s, x, t} = \frac{141.2 q_{hs} \mu}{k_r} \frac{k_r}{k_s} - \frac{q_h}{q_{hs}} \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (3-7)$$

Donde  $\Delta p_s$  = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft)

$q_{hs}$  = Flujo Cuando Existe un Daño (BPD).

$k_r$  = Permeabilidad Relativa (md).

$r_s$  = Radio de Pozo de la Zona Dañada (pg).

$q_h$  = Flujo Cuando no Existe Daño (BPD).

$\mu$  = Viscosidad (cp).

$r_w$  = Radio de Pozo (pg).

$k_s$  = Permeabilidad Efectiva en la Zona Dañada (md).

Un factor a dimensional de daño mecánico  $S_{hm}$  puede definirse a partir de la ecuación (3-7), entonces se obtiene:

$$S_{hm, X, t} = \frac{\frac{k h}{141.2 q \beta \mu} \Delta p_{s, x, t}}{q_{hD, xD, tD}} = \frac{k h}{k_r L} \frac{k_r}{k_s} - \frac{q_h(x, t)}{q_{hs(x, t)}} \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (3-8)$$

Donde  $s_{hm}$  = Factor a dimensional de Daño Mecánico.

$\Delta p_s$  = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft).

$q_{hs}$  = Flujo Cuando Existe un Daño (BPD).

$k_r$  = Permeabilidad Relativa (md).

$r_s$  = Radio de Pozo de la Zona Dañada (pg).

$q_{hD}$  = Flujo Cuando no se tiene Daño adimensional.

$\mu$  = Viscosidad (cp).

$r_w$  = Radio de Pozo (pg).

$k_s$  = Permeabilidad Efectiva en la Zona Dañada (md).

$h$  = Espesor (ft).

$q$  = Explicada en la Ecuación (3-1)

$L$  = Longitud (ft).

$k$  = Permeabilidad (md).

Donde

$$q_{hD} \quad X_D, t_D = \frac{q_{hs}(x,t)L}{q\beta} \dots\dots\dots(3-9)$$

Donde  $q_{hs}$  = Flujo Cuando Existe un Daño (BPD).

$q_{hD}$  = Flujo Cuando no se tiene Daño a dimensional (adim).

$q$  = Gasto de Aceite (BPD).

$L$  = Longitud (ft).

$\beta$  = Factor a dimensional (adim).

De la ecuación (3-8) podemos destacar, que aunque se ha realizado la derivación convencional del factor de daño  $S_{hm}$  se tienen algunas características poco convencionales. Se asume flujo en estado estacionario en la zona dañada, esto indica que  $\Delta p_s \quad q_{hs}$  debe ser independiente del tiempo. Entonces de la primera igualdad en la ecuación (3-8), el factor de daño mecánico  $S_{hm}$  puede ser constante en el tiempo. Esto es coherente con el entendimiento convencional del factor de daño. La segunda igualdad de la ecuación (3-8), indica que a menos que  $q_h/q_s$  sea constante en el tiempo,  $S_{hm}$  depende del tiempo. Para que la  $q_h/q_s$  sea

constante debe de ser igual a 1, es así como se obtiene la expresión de Hawkins<sup>11</sup>.

Esto indica que la definición convencional de daño para pozos verticales (cuando el flujo es uniforme a lo largo del pozo), no es directamente aplicable a pozos horizontales. Por lo tanto una alternativa de definición de daño mecánico y efecto de daño, se explicará en páginas posteriores.

Se define la caída de presión en la zona dañada, con la siguiente ecuación:

$$\Delta p_{s, x, t} = p_{r_{s+}, x, t} - p_{r_w, x, t} \dots\dots\dots(3-10)$$

Donde  $\Delta p_s$ = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft).  
 $p(r_{s+}, x, t)$  representa la presión inmediata en el yacimiento a lo largo de la frontera dañada y  $p(r_w, x, t)$  es la presión registrada en el pozo. Se puede definir que para el factor de daño mecánico se tiene:

$$s_{hm, X} = \frac{\frac{kh}{141.2q\beta\mu} \Delta p_{s, x, t}}{q_{hd, x_D, t_D}} \dots\dots\dots(3-11)$$

Donde  $s_{hm}$ = Factor a dimensional de Daño Mecánico.

$\Delta p_s$ = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft).

$q_{hd}$ = Flujo Cuando no se tiene Daño a dimensional (adim).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$h$ = Espesor (ft).

$q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor a dimensional (adim).



La ecuación (3-11) tiene cierta similitud a la ecuación (3-8), pero la  $\Delta p_s$  en la ecuación (3-11) está definida por la ecuación (3-10) en lugar de la ecuación (3-5). Entonces por medio de la ecuación (3-11) podemos escribir:

$$\frac{kh}{141.2q\beta\mu} \Delta p_s \ x, t = p_{wD} \ r_{wD, x_D, t_D} - p_D \ r_{sD, x_D, t_D}$$

$$= q_{hD} \ x_D, t_D \ S_{hm} \ x_D \ \dots\dots\dots (3-12)$$

Donde  $s_{hm}$  = Factor a dimensional de Daño Mecánico.

$\Delta p_s$  = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft).

$q_{hD}$  = Flujo Cuando no se tiene Daño a dimensional (adim).

$\mu$  = Explicada en la Ecuación (3-2).

$h$  = Espesor (ft).

$q$  = Gasto de aceite (BPD).

$k$  = Permeabilidad (md).

$\beta$  = Factor a dimensional (adim).

$p_D$  = Presión a dimensional (adim).

Donde  $p_{wD}$  y  $p_D$  están definidas por:

$$p_D = \frac{kh \ p_i - p}{141.2q\beta\mu} \dots\dots\dots (3-13)$$

Donde  $p_D$  = Presión a dimensional (adim).

$\mu$  = Viscosidad (cp).

$h$  = Espesor (ft).

$q$  = Gasto de Aceite (BPD).

$k$  = Permeabilidad (md).

$\beta$  = Factor a dimensional (adim).

Aunque la ecuación (3-12) no está relacionada explícitamente con  $\Delta p_s$ , las propiedades reales de la zona dañada son consistentes por sí mismas, nosotros adoptamos el concepto de daño ligero de Van Everdingen y de Hurst para poder obtener la siguiente expresión a partir de la ecuación (3-12):

$$p_{wD} r_{wD}, x_D, t_D = p_D r_{wD+}, x_D, t_D + q_{hD} x_D, t_D S_{hm} x_D \dots\dots(3-14)$$

Donde usamos  $p_D r_{wD+}, x_D, t_D = p_D r_{sD+}, x_D, t_D$  porque el concepto de daño ligero requiere de  $r_{sD+} \longrightarrow r_{wD+}$  la ecuación (3-14) que se va a usar para el estudio y la investigación del efecto del factor de daño<sup>11</sup>.

### 3.5 Efecto de la Distribución de Flujo por el Factor de Daño

Se sabe que la distribución de flujo de una conductividad infinita en un pozo horizontal es en forma de U y simétrica con respecto al punto medio del pozo. Si se utiliza un modelo semi-analítico, el cual describirá y discretizará el pozo para obtener una buena aproximación para la distribución del flujo en un gran número de segmentos de pozos. Se ha encontrado que el efecto de daño es una función del flujo. La distribución del flujo a lo largo del pozo horizontal es una función del tiempo, el efecto de daño puede ser una función del tiempo y la distancia a lo largo del pozo, incluso cuando el daño de formación físico es uniforme. Este concepto es diferente para el concepto de daño convencional para pozos verticales<sup>11</sup>.

Para entender el significado físico de daño estimado desde un análisis de presión transitoria, se han usado técnicas estándares a partir de gráficas semi-logarítmicas para tiempos radiales cortos y tiempos pseudo radiales largos. Para los tiempos cortos se tiene la siguiente relación para la estimación del factor de daño:

$$S = \frac{1.151kh}{k_y k_z L_h} \frac{\Delta p_{wf}}{m_{er}} - \log t - \log \frac{\overline{k_y k_z}}{\phi_{ct} \mu r_{w,eq}^2} + 3.23 \dots\dots\dots (3-15)$$

Donde S= Factor de Daño.

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$h$ = Espesor (ft).

$k$ = Permeabilidad (md).

$m_{er}$  es la pendiente de la línea recta en la gráfica de  $p_{wf}$  vs  $\log t$ , en tiempos cortos esta dado por:

$$m_{er} = \frac{162.2q\beta\mu}{k_y k_z L_h} \dots\dots\dots(3-16)$$

Donde  $m_{er}$ = Pendiente de la línea recta.

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor a dimensional (adim).

$L_h$ = Espesor Neto (ft).

Para tiempos largos el factor de daño se identifica con la siguiente relación:

$$S = \frac{1.151k}{k_x k_y} \frac{\Delta p_{wf}}{m_{lr}} - \log t - \log \frac{k}{\phi c_t \mu L_h^2} + 1.757 - \frac{\bar{k}}{k_y} (\sigma + F) \dots\dots\dots(3-17)$$

Donde  $S$ = Factor de Daño.

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor a dimensional (adim).

$L_h$ = Espesor Neto (ft).

$\Delta_p$ = Caída de Presion (Psi/ft).

$m_{lr}$ = Pendiente de la Línea Recta para Tiempos Largos.

$\sigma$ = Aproximación para la longitud de pozos horizontales.

Donde  $m_{lr}$  es la pendiente de la línea recta de la gráfica de  $p_{wf}$  vs  $\log t$  en tiempos largos, se tiene la siguiente relación:

$$\sigma_{x_D, y_D} = \frac{1}{4} x_D - \overline{k k_x} \ln \left( x_D - \overline{k k_x}^2 + y_D^2 - x_D + \overline{k k_x} \ln \left( x_D + \overline{k k_x}^2 + y_D^2 \right) + 2y_D \operatorname{arctg} \frac{x_D - \overline{k k_x}}{y_D} - \operatorname{arctg} \frac{x_D + \overline{k k_x}}{y_D} \right) \dots\dots\dots(3-18)$$

Donde  $\sigma$  = Aproximación para la longitud de pozos horizontales.

$k$  = Permeabilidad (md).

A partir de lo anterior se tiene la aproximación que para la longitud de los pozos horizontales es:

$$\sigma = \begin{cases} 0 & \text{para flujo uniforme} \\ \ln 2 - 1 & \text{para flujo no uniforme} \end{cases} \dots\dots\dots(3-19)$$

Y

$$F = -\frac{h}{L_h} \frac{\overline{k_x}}{k_z} \ln \left[ 4 \sin \frac{\pi}{2h} (2z_w + r_{w,eq}) \sin \frac{\pi}{2h} r_{w,eq} - \varphi \right] \dots\dots\dots (3-20)$$

Donde  $r_w$  = Radio de Pozo (pg).

$h$  = Espesor (ft)

$\varphi$  = Porosidad (adim).

En donde la porosidad se desprecia utilizando el 1 %.

En la literatura se ha afirmado que el promedio del efecto de daño podría ser usado en las ecuaciones de productividad de pozos. Cuando la presión es medida en el talón del pozo, entonces el efecto de daño en ese punto se usa para evaluar la productividad de un pozo horizontal, porque el efecto estimado desde los datos de flujo pseudo radial corresponde al efecto de daño en el talón del pozo. El método de Furui, es un método utilizado para calcular el daño promedio a lo largo de un pozo horizontal. Este método define al factor de daño basado en

consideraciones geométricas, el efecto de flujo no es considerado, por eso en muchas ocasiones resulta ineficaz la aplicación de este método.

Una forma de poder estimar el daño, es a partir de la ecuación de índice de productividad:

$$J = \frac{q}{p_i - p_{wf}} = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\beta \mu \ln \frac{2r_e}{L_h} + 1 + \sigma + F + S} \dots\dots\dots(3-21)$$

Donde J es el índice de productividad,  $r_e$  es el radio de drene del yacimiento (pg), S es el efecto de daño, k el promedio de la permeabilidad de formación (md),  $L_h$  es la longitud horizontal del pozo (ft) y, h es el espesor del yacimiento (ft). Los términos F y  $\sigma$  están dados por las ecuaciones anteriores<sup>11</sup>.

En conclusión, el factor de daño es una medida del daño de la permeabilidad, el efecto de daño es una medida de la contribución del daño de la formación en una reducción de la presión. El factor de daño es estimado desde una prueba de presión transitoria durante un flujo radial en tiempos cortos, y el efecto de daño es una ponderación aritmética que se realiza a lo largo del pozo horizontal. Generalmente la estimación del daño en un pozo horizontal se lleva a cabo en el talón del pozo.

### 3.6 Índice de Productividad y Radio Efectivo de Pozo

#### 3.6.1 Índice de Productividad

En este subtema se enfatizarán y analizarán algunos factores importantes que gobiernan el flujo de fluidos del yacimiento hasta el pozo, considerando flujo laminar, esto es, tomando en cuenta la Ley de Darcy. Así también se toma en cuenta el flujo No Darciano o No laminar es decir, cuando la Ley de Darcy es válida.

Cabe mencionar que el flujo No Darciano, sólo se presenta cuando se tienen yacimientos de Gas, pero también el flujo No Darciano puede estar presente

cuando se tienen altas velocidades de flujo en pozos de aceite y en pozos de gas, muy específicamente en las regiones cercanas al pozo productor. El análisis realizado se lleva a cabo para permitir evaluar la formación productora a partir de ciertas propiedades petrofísicas que están relacionadas con la variación de la presión sobre una región de la formación drenada por un pozo. Esto con el fin de discretizar el significado de índice de productividad y de la ecuación de Darcy, tomando en cuenta el daño ocasionado al pozo en sus diferentes etapas.

El comportamiento de afluencia de un pozo es la capacidad del pozo para aportar los fluidos provenientes de la formación productora, es decir, es un indicador de la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Los pozos horizontales se utilizan en yacimientos en específico que incluyen el incremento de la productividad, mejoran la eficiencia de barrido, reducen la conificación de agua y gas, aumentan las áreas de drene y, tienen mejor desarrollo cuando se perforan de forma perpendicular a la tendencia de la fractura.

Hoy en día se han realizado numerosos esfuerzos para mejorar y acelerar la recuperación de los hidrocarburos empleando pozos horizontales, sin embargo, se han desarrollado tecnologías y métodos para minimizar el daño en las cercanías del pozo durante las operaciones de perforación y de terminación de pozos así como también, soluciones analíticas para predecir la presión y el gasto óptimo de los pozos horizontales, de acuerdo a la formación productora donde se encuentren ubicados, esto con el objetivo de determinar las propiedades de los yacimientos (anisotrópicos y en la cercanía del pozo) considerando el factor y efecto de daño. Cuando se incluye el daño en las cercanías del pozo en la zona donde se reduce la permeabilidad, se dice que es causado por la terminación de pozos y en algunas ocasiones la perforación o por la invasión de fluidos.

Al desarrollar las ecuaciones de los pozos horizontales nos basamos en la geometría del yacimiento, el pozo horizontal se orienta con el eje de las abscisas y con la longitud  $L$ . La permeabilidad de la formación se discretiza por los

componentes de esta misma  $k_x$ ,  $k_y$ ,  $k_z$ , donde el promedio de la permeabilidad se considera como  $k^{12}$ .

Cuando hablamos de un daño laminar para un pozo horizontal se puede expresar como el daño geométrico, o el daño debido a una zona dañada y el daño debido a la zona de compactación, este daño se describe como:

$$S = S_p + S_d + S_{dp} \dots\dots\dots (3-22)$$

El daño geométrico es usualmente pequeño, los valores de este son tabulados como una función de la frecuencia de perforación, diámetro, longitud, ángulo y fase del ángulo en operaciones de terminación<sup>12</sup>.

Los resultados del daño desde la perforación hasta la terminación de pozos, puede ser calculado como función del radio, y la permeabilidad de la zona dañada está dada por la siguiente ecuación:

$$S_d = \frac{k}{k_d} - 1.0 \ln \frac{r_d}{r_w} \dots\dots\dots (3-23)$$

Donde  $S_d$ = Daño debido a una Zona Dañada (adim).

$k$ = Permeabilidad (md).

$k_d$ = Permeabilidad en la Zona Dañada (md)

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

La permeabilidad en la zona dañada resulta ser más pequeña en aproximadamente un 10% de la permeabilidad del yacimiento. El daño por sobre presión en una zona compacta se calcula de la siguiente manera:

$$S_{dp} = \frac{L}{L_p n_p} \ln \frac{r_{dp}}{r_p} \left[ \frac{k}{k_{dp}} - \frac{k}{k_d} \right] \dots\dots\dots (3-24)$$

Donde  $S_{dp}$ = Daño Debido a la Zona de Compactacion (adim).

L= Longitud (ft).

k= Permeabilidad (md)

k<sub>d</sub>= Permeabilidad en la Zona Dañada (md)

k<sub>dp</sub>= Permeabilidad en la Zona de Compactación. (adim).

r<sub>dp</sub>= Radio en la Zona de Compactación (pg)

Donde la zona compacta, en cualquier formación puede llegar a tener un espesor de alrededor 0.5 pg. Es por eso que la permeabilidad en esta zona varía del 10% al 15%. Cuando hablamos de flujo No Darciano hacemos referencia a un flujo no laminar, por lo que las pérdidas de presión no darcianas ocurren primeramente en regiones cercanas al pozo donde la velocidad del fluido es alta. El coeficiente de flujo No Darciano para un pozo horizontal está compuesto de 3 componentes; flujo a través de la zona compacta, zona dañada y la cercanía del pozo a la roca de la formación<sup>12</sup>.

$$D = 2.22 \cdot 10^{-15} \frac{kL\gamma_g}{\mu} \frac{\beta_{dp}}{n_p^2 L_p^2} \left( \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_{dp}} \right) + \frac{\beta_d}{L^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_d} \right) + \frac{\beta}{L^2} \left( \frac{1}{r_d} - \frac{1}{r_e} \right) \dots \dots \dots (3-25)$$

Donde μ= Viscosidad (cp).

r<sub>dp</sub>= Radio en la Zona de Compactación (pg).

k<sub>s</sub>= Permeabilidad Efectiva en la Zona Dañada (md).

D= Coeficiente de Flujo No Darciano.

L= Longitud (ft).

γ<sub>g</sub>= Permeabilidad Relativa al Gas.

B= Factor de Turbulencia.

El factor de turbulencia β es calculado como función de la permeabilidad usando la ecuación desarrollada por Firoozabadi y Katz. Donde D es el coeficiente de flujo No Darciano.



$$\beta = 2.6 (10^{10})/k^{1.2} \dots\dots\dots (3-26)$$

Donde  $\beta$ = Factor de Turbulencia

k= Permeabilidad (md).

Las ecuaciones para el daño y coeficiente de flujo No Darciano desarrolladas en secciones anteriores, son generalmente aplicadas para la longitud del pozo L, donde ocurren los efectos de daño en las cercanías del pozo. La implementación de este término en diferentes modelos de pozos resultan factores indiferentes de daño y flujo No Darciano dependiendo del modelo que se utilice.

Diversos autores han desarrollado ecuaciones para pozos horizontales con el fin de explicar los fenómenos que surgen a lo largo de la productividad de pozos, a continuación podremos observar algunos trabajos que son de suma importancia en el desarrollo de ecuaciones de flujo para pozos horizontales.

Mutalik, Godbole y Joshi, presentaron la siguiente ecuación para flujo pseudo estacionario en un pozo horizontal:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\beta\mu \ln \frac{r_e'}{r_w} - 0.738 + s_f + s_{CAk} - c'} \dots\dots\dots (3-27)$$

Donde  $\Delta P$ = Caída de Presión (psi/ft).

q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

h= Espesor (ft).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_A$ = Factor de Forma (adim).

$S_f$ = Daño a la Formación (adim).

Esta ecuación se desarrolló usando la solución para una penetración total en una fractura vertical de conductividad infinita, donde consecuentemente la permeabilidad que se encuentra en el numerador es la permeabilidad horizontal. Agregando daño mecánico y flujo No Darciano en el denominador de la ecuación, se puede ocasionar tener flujo turbulento en las cercanías del pozo. La caída de presión en esta ecuación ocasiona un daño mecánico laminar que se escribe de la siguiente forma<sup>12</sup>:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu\beta}{2\pi kL} s \dots\dots\dots (3-28)$$

Donde  $\Delta P$ = Caída de Presión (Psi/ft).

$q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

Donde  $L$  es la longitud del intervalo en donde empieza la terminación y,  $S$  es el daño mecánico. En esta ecuación se modificó y se incluyó el gasto que es una componente del daño, entonces agregando el componente de flujo No Darciano ( $Dq$ ) se tiene:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu\beta}{2\pi kL} s + Dq \dots\dots\dots (3-29)$$

Donde  $\Delta P_s$ = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft)

$q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$L$ = Longitud (ft).

S= Factor Daño (adim).

Dq= Componente de Flujo No Darciano (adim).

Reordenando la ecuación en términos de la caída de presión y de la expresión de la permeabilidad en términos de los componentes (x, y) se tiene que:

$$\Delta P_{\text{sin da\~{n}o}} = \frac{q\beta\mu \ln \frac{r_e'}{r_w} - 0.738 + s_f + s_{CAk} - c'}{2\pi \bar{k}_x \bar{k}_y h} \dots \dots \dots (3-30)$$

Donde  $\Delta P$ = Caída de Presión sin Daño (psi/ft).

q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

h= Espesor (ft).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_A$ = Factor de Forma (adim).

$S_f$ = Daño a la Formación (adim).

$r_e$ = Radio de Drene (pg).

Agregando la caída de presión en la ecuación para obtener el total de las caídas de presión dadas, se tiene:

$$\Delta P_{\text{total}} = \frac{q\beta\mu \ln \frac{r_e'}{r_w} - 0.738 + s_f + s_{CAk} - c'}{2\pi \bar{k}_x \bar{k}_y h} + \frac{q\mu\beta}{2\pi kL} s + Dq \dots (3-31)$$

Donde  $\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

h= Espesor (ft).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_A$ = Factor de Forma (adim).

$S_f$ = Daño a la Formación (adim).

L= Longitud (ft).

$r_e$ = Radio de Drene (pg).

Dq= Componente de Flujo no Darciano (adim).

S= Factor de Daño (adim).

La permeabilidad que multiplica al daño, es la permeabilidad en dirección perpendicular al pozo, el término  $(k_y k_z)^{1/2}$  puede ser sustituido por k, reordenando y factorizando los términos dados:

$$\Delta P_{\text{total}} = \frac{q\beta\mu}{2\pi} \frac{\ln \frac{r_e'}{r_w} - 0.738 + s_f + s_{CAk} - c'}{k_x k_y h} + \frac{1}{k_y k_z L} s + Dq \dots\dots\dots (3-32)$$

Donde  $\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

h= Espesor (ft).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_A$ = Factor de Forma (adim).

$S_f$ = Daño a la Formación (adim).

L= Longitud (ft).

$r_e$ = Radio de Drene (pg).

Dq= Componente de Flujo no Darciano (adim).

S= Factor de Daño (adim).

Multiplicando el término de daño por  $(hk_x^{1/2}) / (hk_x^{1/2})$  y factorizando el término de permeabilidad obtenemos:

$$\Delta P_{total} = \frac{q\beta\mu}{2\pi \overline{k_x k_y} h} \ln \frac{r'_e}{r_w} - 0.738 + s_f + s_{CAk} - c' + \frac{\overline{k_x h}}{k_z L} s + Dq \dots\dots\dots(3-33)$$

Donde  $\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

h= Espesor (ft).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_A$ = Factor de Forma (adim).

$S_f$ = Daño a la Formación (adim).

L= Longitud (ft).

$r_e$ = Radio de Drene (pg).

Dq= Componente de Flujo no Darciano (adim).

S= Factor de Daño (adim).

Reordenando la ecuación, nos arroja como resultado la siguiente ecuación:

$$q = \frac{2\pi \overline{k_x k_y} h \Delta P}{\beta\mu \ln \frac{r'_e}{r_w} - 0.738 + s_f + s_{CAk} - c' + \frac{\overline{k_x h}}{k_z L} s + Dq} \dots\dots\dots(3-34)$$

Donde q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

h= Espesor (ft).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_A$ = Factor Forma (adim).

$S_f$ = Daño a la Formación (adim).

L= Longitud (ft).

$r_e$ = Radio de Drene (pg).

Dq= Componente de Flujo no Darciano (adim).

S= Factor de Daño (adim).

$\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

Que es la ecuación de flujo de Mutalik, Godbole y Joshi, para un pozo horizontal tomando en cuenta el factor de daño y el coeficiente de flujo No Darciano cuando, se tienen altas velocidades en las cercanías del pozo.

Ahora bien, Babu y Odeh, también realizaron una ecuación de flujo para pozos horizontales realizando un análisis similar, el término de daño, ya sea laminar o turbulento fue considerado por estos autores e incluido en la ecuación que desarrollaron para pozos horizontales, donde se han desarrollado a partir de la clásica solución para un pozo vertical adecuándolos a las características geométricas que tiene un pozo horizontal. Babu y Odeh, presentaron la siguiente ecuación para la productividad de pozos horizontales<sup>12</sup>:

$$q = \frac{2\pi 2x_e \overline{k_y k_z} \Delta P}{\beta \mu \ln \frac{A_1}{r_w} + \ln(C_H) - 0.75 + S_R} \dots\dots\dots (3-35)$$

Donde q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$  = Radio de pozo (pg).

$C_H$  = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

$\Delta P$  = Caída de Presión Total (psi/ft).

$x_e$  = Excentricidad (adim.).

Expresando en términos de la caída de presión, se tiene la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{\text{sin da\~{n}o}} = \frac{q\beta\mu \ln \frac{\bar{A}_1}{r_w} + \ln C_H - 0.75 + s_R}{2\pi 2x_e \overline{k_y k_z}} \dots\dots\dots (3-36)$$

Donde  $q$  = Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$  = Viscosidad (cp).

$k$  = Permeabilidad (md).

$\beta$  = Factor de Turbulencia.

$r_w$  = Radio de Pozo (pg).

$C_H$  = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

$\Delta P$  = Caída de Presión Sin Daño (psi/ft).

$x_e$  = Excentricidad (adim.).

Agregando la caída de presión se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P_{\text{total}} = \frac{q\beta\mu \ln \frac{\bar{A}_1}{r_w} + \ln C_H - 0.75 + s_R}{2\pi 2x_e \overline{k_y k_z}} + \frac{q\mu\beta}{2\pi kL} s + Dq \dots\dots (3-37)$$

Donde  $q$  = Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$  = Viscosidad (cp).

$k$  = Permeabilidad (md).

$\beta$  = Factor de Turbulencia.

$r_w$  = Radio de Pozo (pg).

$C_H$  = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

L= Longitud (ft).

$x_e$ = Excentricidad (adim).

Dq= Componente de Flujo no Darciano (adim).

S= Factor de Daño (adim).

$\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

Combinando los términos y reordenando, se obtiene que:

$$\Delta P_{total} = \frac{q\beta\mu}{2\pi} \frac{\ln \frac{\bar{A}_1}{r_w} + \ln c_H - 0.75 + s_R}{2x_e \bar{k}_y \bar{k}_z} + \frac{1}{kL} s + Dq \dots\dots\dots (3-38)$$

Donde q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_H$ = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

L= Longitud (ft).

Dq= Componente de Flujo no Darciano (adim).

S= Factor de Daño (adim).

$\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

$x_e$ = Excentricidad (adim).

La permeabilidad que multiplica al daño, es la permeabilidad en dirección perpendicular al pozo, el término  $(k_y k_z)^{1/2}$  puede ser sustituido por k. Dada la expresión se tiene que:

$$\Delta P_{total} = \frac{q\beta\mu}{2\pi \bar{k}_y \bar{k}_z} \frac{\ln \frac{\bar{A}_1}{r_w} + \ln c_H - 0.75 + s_R}{2x_e} + \frac{1}{L} s + Dq \dots\dots\dots (3-39)$$

Donde q= Gasto de Aceite (BPD).



$\mu$ = Viscosidad (cp).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_H$ = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

$L$ = Longitud (ft).

$Dq$ = Componente de Flujo no Darciano (adim).

$S$ = Factor de Daño (adim).

$\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

$x_e$ = Excentricidad (adim).

Multiplicando el daño por el término  $2x_e/2x_e$  y, reordenando la ecuación se tiene:

$$\Delta P_{\text{total}} = \frac{q\beta\mu}{2\pi \bar{k}_y \bar{k}_z 2x_e} \ln \frac{\bar{A}_1}{r_w} + \ln C_H - 0.75 + s_R + \frac{2x_e}{L} s + Dq \quad \dots\dots(3-40)$$

Donde  $q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_H$ = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

$L$ = Longitud (ft).

$Dq$ = Componente de Flujo no Darciano (adim).

$S$ = Factor de Daño (adim).

$\Delta P$ = Caída de Presión Total (psi/ft).

$x_e$ = Excentricidad (adim).

Reordenando la ecuación se genera la siguiente ecuación:

$$q = \frac{2\pi 2x_e \overline{k_y k_z} \Delta P}{\beta \mu \ln \frac{A_1}{r_w} + \ln c_H - 0.75 + s_R + \frac{2x_e}{L} s + Dq} \dots\dots\dots(3-41)$$

Donde q= Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

k= Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$C_H$ = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

L= Longitud (ft).

Dq= Componente de Flujo no Darciano (adim).

S= Factor de Daño (adim).

$\Delta P$ = Caída de Presión (psi/ft).

$x_e$ = Excentricidad (adim).

Esta ecuación final, es la ecuación de productividad de pozos horizontales generada por Babu y Odeh. El término que multiplica al daño en la ecuación es  $2x_e/L$  el cual puede ser 1, cuando se tiene una penetración total del pozo en cualquier yacimiento de dimensiones x. Así mismo el término  $(k_x^{1/2}h)/(k_z^{1/2}L)$  que multiplica al daño resulta ser menor que 1.

Existe también otro grupo de autores como lo son: Economides, Brand y Frick quienes desarrollaron también una ecuación para pozos horizontales que a continuación será descrita. Economides, desarrolló una solución para el flujo en un pozo horizontal usando un método semi-analítico. Una fuente de punto instantáneo es integrado por una solución numérica en tiempo y espacio, que está dada por una constante de solución de flujo continuo para un pozo horizontal localizado en cualquier área de drene para un yacimiento heterogéneo uniforme, con permeabilidad anisotrópica  $k_x$  y  $k_y$  y  $k_z$  en el plano (x, y) y en dirección z. Estas soluciones para el gasto de flujo que se encuentra en función de la dimensión de

la presión  $p_d$ , se utilizan para tiempos transitorios cortos y, estado pseudo estacionario. La ecuación que desarrolló este grupo de autores para flujo en pozos horizontales es<sup>12</sup>:

$$q = \frac{kx_e p - p_{wf}}{877.22\beta\mu p_d + \frac{x_e}{2\pi L} s + Dq} \dots\dots\dots (3-42)$$

Donde  $q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$ = Viscosidad (cp).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\beta$ = Factor de Turbulencia.

$Dq$ = Componente de Flujo no Darciano (adim).

$P_d$ = Presión a dimensional (adim).

$S$ = Factor de Daño (adim).

$x_e$ = Excentricidad (adim).

Cuando se tiene un estado pseudo estacionario  $p_d$  puede ser calculado por un factor conocido como  $C_h$  y el efecto de daño vertical  $S_x$ . Obteniendo la siguiente ecuación:

$$p_d = \frac{x_e C_h}{4\pi h} + \frac{x_e}{2\pi L} S_x \dots\dots\dots (3-43)$$

Donde  $\mu$ = Viscosidad (cp).

$P_d$ = Presión a dimensional (adim).

$S_x$ = Efecto de Daño Vertical (adim).

$x_e$ = Excentricidad (adim).

$C_H$ = Factor Forma Estado Pseudo Estacionario (adim).

$$S_x = \ln \frac{h}{2\pi r_w} - \frac{h}{6L} + s_e \dots\dots\dots (3-44)$$

Donde  $S_x$ = Efecto de Daño Vertical (adim).

$r_w$ = Radio de Pozo (pg).

$S_e$ = Excentricidad en Dirección Vertical.

$L$ = Longitud (ft).

$h$ = Espesor (ft).

El término  $S_e$  se utiliza para la excentricidad en dirección vertical, se tiene que:

$$S_e = \frac{h}{L} \frac{2z_w}{h} - \frac{1}{2} \frac{2z_w}{h}^2 - \frac{1}{2} - \ln \sin \frac{\pi z_w}{h} \dots\dots\dots (3-45)$$

Donde  $S_e$ = Excentricidad en Dirección Vertical.

$L$ = Longitud (ft).

$h$ = Espesor (ft).

En esta ecuación se introducen las transformaciones elaboradas por Besson que se aplican a espacios de dimensiones por arriba de las ecuaciones anisotrópicas. Otro autor realizó trabajos importantes en lo que se refiere a la productividad de pozos. Peaceman, desarrolló una ecuación para calcular el índice de productividad que a continuación se describe:

$$J_o = \frac{2\pi kh}{\beta_o \mu_o \ln \frac{r_o}{r_w} + S + D_q} \dots\dots\dots (3-46)$$

Donde  $J_o$ = Índice de Productividad (BPD/Psi)

$k$ = Permeabilidad (md)

$h$ = Espesor (ft)

$r_w$ = Radio de pozo (pg).

$S$ = Factor de Daño (adim).

$D_q$ = Componente del Flujo No Darciano (adim).

Donde:

$$r_o = \frac{0.28 \left( \frac{k_z}{k_y} \Delta y^2 \right)^{\frac{1}{2}} + \left( \frac{k_y}{k_z} \Delta z^2 \right)^{\frac{1}{2}}}{\frac{k_z}{k_y} + \frac{k_y}{k_z}} \dots \dots \dots (3-47)$$

Se necesita tener una gran eficiencia de flujo cuando se producen altos gastos por unidad de presión, los pozos horizontales, en la actualidad son una popular alternativa para el desarrollo de campos de hidrocarburos en todo el mundo. Se han introducido correlaciones para estimar el índice de productividad para este tipo de pozos, mostrando ciertas diferencias con algunos de los resultados entre éstas. Las diferencias encontradas nos permiten establecer con cuál de ellas se proporciona el valor más cercano al actual, ya que no hay evidencia o referencia de un punto que sea lo suficientemente confiable<sup>12</sup>. A lo largo de los años algunas investigaciones para determinar el índice de productividad en los pozos horizontales se han realizado de forma exitosa, estas investigaciones se han centrado en la determinación de una solución en un estado estacionario, para mencionar los parámetros y los diversos números que se pueden manejar en una correlación.

El índice de productividad J, se define como la razón de  $q/\Delta p$ , el cual significa el volumen de aceite producido por unidad de caída de presión. Para poder simplificar el índice de productividad J, se asume que se tiene condiciones de estado estacionario, esto significa que existe presión constante en las fronteras del yacimiento y en el interior del pozo. Por definición, el índice de productividad para un pozo vertical que se encuentra en flujo estacionario es<sup>12</sup>:

$$J = \frac{q}{\Delta p} = \frac{0.007078kh \mu_o \beta_o}{\ln r_e r'_w} \dots \dots \dots (3-48)$$

Donde J= Índice de Productividad (BPD/Psi)

k= Permeabilidad (md)

h= Espesor (ft)

r<sub>w</sub>= Radio de pozo (pg).

r<sub>e</sub>= Radio de Drene (pg).

μ<sub>o</sub>= Viscosidad del Aceite (cp).

β<sub>o</sub>= Factor de Volumen del Aceite.

A partir de esta solución, varias soluciones analíticas del índice de productividad en estado estacionario se han presentado, éstas soluciones en muchos de los casos se pueden extender para condiciones de estado tanto transitorio como pseudo estacionario, usando el concepto de expansión en las fronteras del área de drene con respecto al tiempo, al factor forma y al radio efectivo del pozo. A partir de las relaciones matemáticas provenientes de la ley de Fourier, ley de Ohm y ley de Darcy, diversos autores las usaron para formar modelos físicos para explicar la ecuación de índice de productividad. A continuación se presentan ecuaciones y modelos físicos elaborados por autores como lo son;

- Borisov
- Dupuy
- Giger
- Joshi
- Renard

**Ecuación de Borisov:**

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p \mu_o B_o}{\ln \frac{4r_{eh} L}{L} + h \frac{L}{\ln h} \frac{1}{2\pi r_w}} \dots\dots\dots (3-49)$$

Donde q<sub>h</sub>= Gasto de Aceite para Pozos Horizontales (BPD).

K<sub>h</sub>= Permeabilidad Horizontal (md)

$h$  = Espesor (ft)

$r_w$  = Radio de pozo (pg).

$r_{eh}$  = Radio de Drene del Pozo Horizontal (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

$L$  = Longitud (ft).

$\Delta p$  = Caída de Presión (Psi/ft).

### Ecuación de Giger:

$$q_h = \frac{2\pi k_h L \Delta p \mu_o \beta_o}{L h \ln \frac{1 + \frac{1-L}{2r_{eh}}}{L} + \ln h \frac{2r_{eh}}{2\pi r_w}} \dots\dots\dots (3-50)$$

Donde  $q_h$  = Gasto de Aceite para Pozos Horizontales (BPD).

$K_h$  = Permeabilidad Horizontal (md)

$h$  = Espesor (ft)

$r_w$  = Radio de pozo (pg).

$r_{eh}$  = Radio de Drene del Pozo Horizontal (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

$L$  = Longitud (ft).

$\Delta p$  = Caída de Presión (Psi/ft).

**Ecuación de Renard y Dupuy:**

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p}{\mu_o B_o} \frac{1}{\cosh^{-1} \left( \frac{x + h}{L} \ln \frac{h}{2r_w} \right)} \dots\dots\dots (3-51)$$

Donde  $q_h$ = Gasto de Aceite para Pozos Horizontales (BPD).

$K_h$ = Permeabilidad Horizontal (md)

$h$ = Espesor (ft)

$r_w$ = Radio de pozo (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

$L$ = Longitud (ft).

$\Delta p$ = Caída de Presión (Psi/ft).

**Ecuación de Joshi:**

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

$$a = L \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \frac{2r_{eh}}{L}} \right]^{0.5} \dots\dots\dots (3-52)$$

Donde  $q_h$ = Gasto de Aceite para Pozos Horizontales (BPD).

$K_h$ = Permeabilidad Horizontal (md)

$h$ = Espesor (ft)

$r_w$ = Radio de pozo (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

$L$ = Longitud (ft).

$\Delta p$ = Caída de Presión (Psi/ft).



$r_{eh}$ = Radio de Drene Horizontal (pg).

El índice de productividad  $J_h$ , para los pozos horizontales se puede estimar dividiendo  $q_h$  por  $\Delta p$ . Todas las relaciones desarrolladas fueron hechas para yacimientos isotrópicos ( $k_h=k_w$ ), para convertir esta ecuación en unidades de campo,  $2\pi$  en el numerador se cambia por la constante  $0.007078^{12}$ .

Utilizando simuladores numéricos y realizando las diversas operaciones, se presentaron los resultados favorables para la correlación de Joshi, siendo ésta la que tiene los resultados más precisos. La longitud del pozo, el radio externo del yacimiento, y el espesor, ocasionan problemas de estabilidad al realizar la simulación, mostrando que la correlación de Joshi es la más estable a pesar de los problemas ocasionados durante esta operación. La influencia de la longitud horizontal en los pozos en el índice de productividad así como el radio de drene, permiten establecer variables que definen ciertos rangos recomendados para la aplicación de las correlaciones mencionadas anteriormente, basadas en un valor máximo de la proporción  $L/r_e$  de la manera siguiente:

Equation of:	$L / r_e \leq$
Borisov	1.2
Giger	0.8
Renard & Dupuy	1.2
Joshi	1.6

Como se mencionó en líneas anteriores el modelo propuesto por Joshi, es el modelo que arroja los resultados más cercanos desde un simulador numérico gracias a la estabilidad de éste. A continuación se presenta un modelo con menos errores de derivación que el de Joshi<sup>12</sup>:

$$J = \frac{0.007078 k_h h / \mu_o \beta_o}{\cosh^{-1} \left[ 1.075 \left( \frac{0.25 + 2r_e}{L} \right)^{0.5} + 0.874 \frac{h}{L \ln \frac{h}{2r_w}} \right]} \dots \dots \dots (3-53)$$

Donde J= Índice de Productividad (BPD/Psi)

$K_h$ = Permeabilidad Horizontal (md)

h= Espesor (ft)

$r_w$ = Radio de pozo (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

L= Longitud (ft).

$r_{eh}$ = Radio de Drene para Pozos Horizontales (pg).

Diferente a otras correlaciones, esta correlación incluye dos constantes para permitir una adaptación óptima con respecto a los resultados simulados. Estas constantes fueron encontradas por medio de regresiones estadísticas. La ecuación anterior se puede escribir en forma de flujo en estado estacionario para que tome la forma siguiente:

$$q_h = \frac{0.007078 k_h h \Delta p / \mu_o \beta_o}{\cosh^{-1} 1.075 \cdot 0.5 + \frac{0.25 + 2r_e L^4}{0.5} + 0.874 h L \ln \frac{h}{2r_w}} \dots\dots\dots (3-54)$$

Donde  $q_h$ = Gasto de Aceite para Pozos Horizontales (BPD).

$K_h$ = Permeabilidad Horizontal (md)

$\Delta p$ = Caída de Presión (Psi/ft).

h= Espesor (ft)

$r_w$ = Radio de pozo (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

L= Longitud (ft).

$r_e$ = Radio de Drene (pg).

La estimación del índice de productividad en pozos horizontales es directamente afectada por dos parámetros claves, los cuales se determinan en dirección del flujo hacia el pozo. Uno es la dirección vertical y el otro es la dirección horizontal. Nosotros podemos observar estos dos factores en las correlaciones de índice de productividad mostradas con anterioridad. Por analogía, el flujo en el pozo horizontal es el mismo que el flujo en el pozo vertical rotado sólo 90°, entonces se puede afirmar que el radio de drene para un pozo vertical es equivalente a h/2 para un pozo horizontal. Por lo tanto sustituyendo el radio de drene por h/2 en la ecuación se tiene, que:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\ln \frac{h}{2r_w}} \frac{\mu_o B_o}{r_w} \dots\dots\dots (3-55)$$

Donde q=Gasto de Aceite (BPD).

k= Permeabilidad (md)

Δp= Caída de Presión (Psi/ft).

h= Espesor (ft)

r<sub>w</sub>= Radio de pozo (pg).

μ<sub>o</sub> = Viscosidad del Aceite (cp).

β<sub>o</sub> = Factor de Volumen del Aceite.

La influencia del flujo vertical en los pozos horizontales, está vinculada a la relación que existe entre el espesor del yacimiento y la longitud del pozo h/L, lo que significa la más baja h/L menor aplicando este concepto de flujo a la ecuación anterior se obtiene<sup>12</sup>:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p}{h L \ln \frac{h}{2r_w}} \frac{\mu_o B_o}{r_w} \dots\dots\dots (3-56)$$

Donde q= Gasto de Aceite (BPD).

k= Permeabilidad (md).

$\Delta p$ = Caída de Presión (Psi/ft).

h= Espesor (ft)

$r_w$ = Radio de pozo (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

L= Longitud (ft).

Ahora bien, cuando se realiza un análisis para flujo horizontal en pozos horizontales, encontramos que el factor de flujo horizontal propuesto por Renard y Dupuy se comporta de la misma manera que el factor propuesto por la correlación de Joshi, por lo tanto, se toma el factor de la correlación de Renard y Dupuy para representar a este tipo de flujo. Para esto es necesario introducir un coeficiente de ponderación en ambos términos en el denominador para ajustar la correlación y tener la siguiente ecuación:

$$q = \frac{2\pi k_h h \Delta p / \mu_o \beta_o}{\cosh^{-1} \psi X + \omega h L \ln \frac{h}{2r_w}} \dots\dots\dots (3-57)$$

Donde q= Gasto de Aceite (BPD).

$K_h$ = Permeabilidad Horizontal (md)

$\Delta p$ = Caída de Presión (Psi/ft).

h= Espesor (ft)

$r_w$ = Radio de pozo (pg).

$\mu_o$  = Viscosidad del Aceite (cp).

$\beta_o$  = Factor de Volumen del Aceite.

L= Longitud (ft).

$r_e$ = Radio de Drene (pg).

Donde X es la misma variable que la correlación de Joshi.

El uso de un procedimiento de ensayo y error, los valores de las constantes  $\psi$  y  $\omega$ , se determinan cuando la derivada más baja tenga un mínimo error. Por pruebas realizadas con anterioridad se han determinado que los valores para cada una de estas variables son  $\psi= 1.075$  y para  $\omega=0.874$ <sup>12</sup>.

Como se observa en este escrito, los métodos y técnicas existentes en la evaluación del índice de productividad, impone serias restricciones a la geometría del yacimiento que tiene que ser pequeña.

En conclusión de este subtema, se puede observar el diferente desarrollo de ecuaciones que sirven para el cálculo de la productividad de un pozo horizontal con ciertas características, adecuándolo a las que pueda tener la formación productora, esto es, incluyendo la permeabilidad en la zona productora, la zona compacta y la zona dañada, así como también, la inclusión del daño causado por las operaciones de perforación y terminación de pozos, incluyendo el coeficiente de flujo No Darciano, cuando se tienen altas velocidades en la cercanías del pozo.

### 3.6.2 Radio Efectivo de Pozo

El concepto de radio efectivo de pozo, se utiliza para representar el pozo que está produciendo a un ritmo diferente que el esperado en los cálculos basados; el radio efectivo del pozo, es un radio teórico requerido para que coincida con la tasa de producción que se tiene. Así los pozos que son estimulados tienen un radio efectivo de pozo mayor que el radio del pozo perforado y, los pozos que se encuentran dañados tendrán un radio efectivo de pozo más pequeño que el radio del pozo perforado. Una ecuación en estado estacionario en donde se incluye el radio efectivo del pozo es la siguiente<sup>12</sup>:

$$q = 0.007078kh\Delta p \mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots (3-58)$$

Donde  $q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$k$ = Permeabilidad (md).

$h$ = Espesor del Yacimiento (ft).

$\mu_o$ = Viscosidad del Aceite (cp.)

$B_o$ = Factor de Volumen del Aceite (RB/STB).

$r_e$ = Radio de Drene (ft).

$r_w$ = Radio Efectivo de Pozo (ft).

$\Delta p$ = Caída de Presión del Radio de Drene del Pozo (psi).

### **3.7 Influencia en el Área Anisótropa**

En los yacimientos naturalmente fracturados, la permeabilidad a lo largo de la longitud o evolución de una fractura tiende a ser mayor en una dirección perpendicular a la misma. Los pozos horizontales son usualmente perforados de forma perpendicular a la dirección de la máxima permeabilidad, con el fin de obtener la máxima recuperación de hidrocarburos. El comportamiento de la presión transitoria en los pozos horizontales, resulta ser muy importante en el estudio del comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento. En la mayoría de los casos se conoce que los pozos horizontales son perforados normalmente en dirección donde se localiza la máxima permeabilidad. Se ha observado que existen 3 regímenes de flujo dentro de un flujo transitorio en un pozo horizontal, se trata de un flujo radial en tiempos cortos, flujo radial en tiempos intermedios y, un flujo pseudo radial en tiempos largos<sup>13</sup>. En cuanto a la permeabilidad principal esta la podemos estimar a partir de gráficas lineales y gráficas semi-logarítmicas.

La permeabilidad horizontal se encuentra en dirección normal al pozo, esta se puede predecir por medio de la gráfica de  $p_w$  vs  $(t)^{1/2}$ . La permeabilidad vertical se puede determinar a partir de la pendiente obteniendo una línea recta en forma de tendencia, a partir de una gráfica semi-logarítmica de  $p_w$  vs  $\log t$ , cuando se tiene

flujo radial en tiempos cortos. La permeabilidad horizontal, cuando está en dirección al pozo se puede calcular a partir de la pendiente trazando una línea de tendencia en una gráfica semi-logarítmica durante un periodo de flujo pseudo radial en tiempos largos<sup>13</sup>. En estudios recientes, diversos autores como Economides, investigaron el efecto anisotrópico de la permeabilidad vertical-horizontal y horizontal-vertical, así como también la influencia que genera el ángulo conocido como azimut cuando se tiene flujo transitorio.

Zhang y Dusseault, realizaron diversos trabajos para encontrar una solución semi-analítica en tiempo real, en el cual también se investigó y se incluyó el efecto del ángulo azimut y, de la permeabilidad anisotrópica generados en respuestas a las presiones transitorias en los pozos horizontales. Estos autores describieron procedimientos para estimar la permeabilidad principal y el ángulo azimut, usando pruebas aplicadas a pozos horizontales.

Los temas de discusión de área anisotrópica generalmente se limitan a yacimientos que tienen permeabilidad homogénea  $k_x=k_y$ . En yacimientos naturalmente fracturados la permeabilidad a lo largo de la tendencia de la fractura es mayor que en dirección perpendicular a la fractura. En un pozo vertical se drena más longitud a lo largo de la tendencia de la fractura. La derivación que se muestra a continuación puede ser utilizada para una área de drene en un yacimiento anisotrópico, si se asume una sola fase en estado estacionario (independiente del tiempo) que fluya a través de los poros de la formación se puede escribir la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} k_x \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} k_y \frac{\partial p}{\partial y} = 0 \dots\dots\dots (3-59)$$

Asumiendo valores constantes de  $k_x$  y  $k_y$  en direcciones (x, y) respectivamente, la ecuación anterior se puede reescribir de la forma siguiente:

$$k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = 0 \dots\dots\dots (3-60)$$

Multiplicando y dividiendo por  $(k_x k_y)^{1/2}$  la ecuación anterior se convierte en:

$$\sqrt{k_x k_y} \left[ \sqrt{\frac{k_x \partial^2 P}{k_y \partial x^2}} + \sqrt{\frac{k_y \partial^2 P}{k_x \partial y^2}} \right] = 0 \dots\dots\dots (3-61)$$

Esta ecuación se puede transformar en:

$$\sqrt{k_x k_y} \left[ \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right] = 0 \dots\dots\dots (3-62)$$

Donde

$$y' = y \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \dots\dots\dots (3-63)$$

Y

$$y = y' \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \dots\dots\dots (3-64)$$

Por lo tanto, un yacimiento areal anisotrópico sería el equivalente a un yacimiento con una permeabilidad efectiva horizontal de  $\sqrt{k_x k_y}$  con una longitud a lo largo del lado donde se encuentra la alta permeabilidad  $\sqrt{\frac{k_y}{k_x}}$ . Por lo tanto la permeabilidad a lo largo de la tendencia de la fractura tiende a ser 16 veces más grande que la perpendicular a la misma, entonces la longitud del área de drenaje a lo largo de la fractura es 4 veces mayor que la longitud perpendicular a la fractura. En los yacimientos de anisotropía areal resulta complicado drenar una longitud mayor del yacimiento en dirección de la baja permeabilidad, esto para el caso de un pozo vertical, pero si tomamos en cuenta el drenaje del yacimiento por medio de un pozo horizontal a lo largo de la dirección de la baja permeabilidad del yacimiento se puede tener un buen potencial para poder drenar este tipo de áreas de difícil acceso en los yacimientos. Ahora bien, también se tiene que realizar el cálculo del tiempo en estado pseudo estacionario en los límites del área de drenaje,



es importante recalcar que existen algunas discrepancias en el cálculo del tiempo en estado pseudo estacionario, esto es porque cuando se tiene flujo en una sola fase en un yacimiento homogéneo, la relación entre las presiones a dimensionales y los tiempos a dimensionales para un pozo que se encuentra produciendo a gasto constante en los límites del yacimiento esta dado por:

$$P_D = A' + 2\pi t_{DA} \dots \dots \dots (3-65)$$

Donde  $P_D$ = Presión a dimensional (adim).

$t_{DA}$ = Tiempo a dimensional (adim).

$A'$ = Constante a dimensional.

Realizando la derivación de la ecuación anterior se tiene que:

$$m = dp_D dt_{DA} = 2\pi \dots \dots \dots (3-66)$$

Entonces las variables a dimensionales, se pueden definir de la siguiente manera:

$$P_D = \frac{kh}{141.2q\mu B_o} p_i - p_{x,y,z,t} \dots \dots \dots (3-67)$$

Donde  $q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$k$ = Permeabilidad (md).

$h$ = Espesor del Yacimiento (ft).

$\mu_o$ = Viscosidad del Aceite (cp.)

$B_o$ = factor de Volumen del Aceite (RB/STB).

$P_D$ = Presión a dimensional (adim).

$p_i$ = Presión Inicial (Psi).

$$t_D = 2.3679 \times 10^{-4} k t \phi \mu c_t L^2 \dots \dots \dots (3-68)$$

Donde k= Permeabilidad (md).

$\mu$ = Viscosidad (cp.)

$\phi$ = Porosidad (adim).

$c_t$ = Compresibilidad Total.

$t_D$ = Tiempo a dimensional (adim).

$$x_D = x \frac{\overline{k/k_x}}{L} \dots \dots \dots (3-69)$$

Donde  $X_D$ = Distancia a dimensional (adim).

$$y_D = y \frac{\overline{k/k_y}}{L} \dots \dots \dots (3-70)$$

Donde  $Y_D$ = Distancia a dimensional (adim).

$$z_D = z \frac{\overline{k/k_z}}{L} \dots \dots \dots (3-71)$$

Donde  $Z_D$ = Distancia a dimensional (adim).

$$h_D = h \frac{\overline{k/k_z}}{L} \dots \dots \dots (3-72)$$

Donde  $h_D$ = Espesor a dimensional (adim).

$$k_D = \frac{\overline{k^2/k_x k_y}}{\dots \dots \dots} \dots \dots \dots (3-73)$$

Donde  $k_D$ = Permeabilidad a dimensional (adim).

$$q_D = q_s \ x, y, z, t \ L_h \ q \dots \dots \dots (3-74)$$

Donde  $q_D$ = Gasto a dimensional (adim).

$q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$$L_{hD} = \frac{L_h}{L} \sqrt{\frac{k}{k_x} \cos^2 \theta_w + \frac{k}{k_y} \sin^2 \theta_w} \dots\dots\dots (3-75)$$

Donde  $L_{hD}$  = Longitud Horizontal a dimensional (adim).

$L$  = Longitud (ft).

$L_h$  = Longitud Horizontal (ft).

$k$  = Permeabilidad (md).

$$\theta_w = \arctan \sqrt{\frac{k_x}{k_y} \tan \theta_w} \dots\dots\dots (3-76)$$

$$r_{wD} = \frac{r_w}{2L} \left( \frac{k_z}{k_w} \right)^{0.25} + \left( \frac{k_w}{k_z} \right)^{0.25} \dots\dots\dots (3-77)$$

Donde  $r_{wD}$  = radio de pozo a dimensional (adim).

$r_w$  = Radio de Pozo (pg).

$L$  = Longitud (ft).

$$k_w = k_y \cos^2 \theta_w + k_x \sin^2 \theta_w \dots\dots\dots (3-78)$$

Donde  $k_w$  = Permeabilidad a dimensional Horizontal (adim).

Donde  $L$  y  $k$  hacen referencia a la profundidad o longitud y, a la permeabilidad respectivamente. En este estudio la permeabilidad  $k$  es la permeabilidad geométrica, es la permeabilidad principal del sistema, y  $L$  es la longitud escogida que es la mitad de la longitud del pozo horizontal.

El efecto de daño se necesita incorporar en la solución para así poder considerar el factor para el flujo alrededor del pozo, que es normal en dirección hacia la máxima permeabilidad.

$$\Delta p_s = 141.2 q \mu B_0 S_d L_h \sqrt{k_z k_w} \dots\dots\dots (3-79)$$

$\Delta p_s$  = Caída de Presión Adicional Debido a la Existencia de un Daño (Psi/ft).

$q$  = Gasto de Aceite (BPD).

$\mu$  = Viscosidad (cp).

$B_0$  = Factor de Volumen de Aceite (RB/STB).

$L_h$  = Longitud Horizontal (ft).

$S_d$  = Daño Debido a una Zona Dañada (adim).

Si la longitud del pozo se compara con el espesor de la formación, entonces el régimen de flujo lineal se desarrolla en tiempos intermedios. La solución de flujo lineal en tiempos intermedios es:

$$P_{wD} t_D = 2k_D \overline{\pi t_D} L_{hD} + k_D S_{zID} \dots \dots \dots (3-80)$$

Donde  $P_{wD}$  = Presion a dimensional para tiempos intermedios (adim).

$k_D$  = permeabilidad a dimensional (adim).

$L_{hD}$  = Longitud Horizontal a dimensional (adim).

$t_D$  = Tiempo a dimensional (adim).

$$S_{zID} = - h_D L_{hD} \ln \frac{2\pi r_{wD} h_D \sin \pi z_{wD} h_D}{\dots \dots \dots} \dots \dots \dots (3-81)$$

Donde  $h_D$  = espesor a dimensional (adim).

$r_{wD}$  = radio de pozo a dimensional (adim).

$L_{hD}$  = Longitud Horizontal a dimensional (adim).

Cuando el régimen de flujo pseudo radial emerge en el plano horizontal a lo largo del tiempo de flujo. La solución para el régimen de flujo pseudo radial en tiempos largos es:

$$P_{wD} t_D = k_D \ln t_D + 0.80908 \frac{2 + 3}{2} - \ln L_{hD} + S_{prD} \dots \dots \dots (3-82)$$

Donde  $P_{wD}$  = Presion a dimensional para tiempos intermedios (adim).

$k_D$  = permeabilidad a dimensional (adim).

$L_{hD}$  = Longitud Horizontal a dimensional (adim).

$t_D$  = Tiempo a dimensional (adim).

$$S_{prD} = S_{zID} - 2h_D^2 L_{hD}^2 \left[ 1 - 3 - z_{wD} h_D + z_{wD}^2 h_D^2 \right] \dots\dots\dots(3-83)$$

Donde Donde  $h_D$ = espesor a dimensional (adim).

$L_{hD}$ = Longitud Horizontal a dimensional (adim).

Cuando hablamos de flujo radial para tiempos cortos se dice que se desarrolla normal hacia el eje de la máxima permeabilidad, la duración de este periodo de flujo depende de la longitud y el grosor de la formación, y no se afecta por el ángulo azimut. Durante el flujo radial en tiempos cortos, la presión del pozo en términos de variables reales queda como:

$$p_i - p_w = \frac{162.6q\mu\beta_o}{k_z k_w L_h} \log tk \varphi \mu c_t r_{we}^2 - 3.23 + 0.868S_d \dots\dots\dots (3-84)$$

Donde  $q$ = Gasto de Aceite (BPD).

$k$ = Permeabilidad (md).

$\mu$ = Viscosidad (cp.)

$B_o$ = Factor de Volumen del Aceite (RB/STB).

$p_i$ = Presión Inicial (Psi).

$L_h$ = Longitud Horizontal (ft).

$S_d$ = Daño Debido a una Zona Dañada (adim).

$\varphi$ = Porosidad (adim).

$c_t$ = Compresibilidad Total.

$p_w$ = Presión de fondo (psi).

Esta ecuación indica que la gráfica semi-logarítmica para los datos de flujo radial en tiempos cortos se realiza con una línea recta con la pendiente:

$$m_{er} = 162.6q\beta_o\mu \overline{k_z k_w} \dots\dots\dots (3-85)$$

Donde  $m_{er}$ = Pendiente de la Línea Recta en Tiempos Cortos.

Donde  $q$ = Gasto de Aceite (BPD).

k= Permeabilidad (md).

μ= Viscosidad (cp.)

B<sub>o</sub>= Factor de Volumen del Aceite (RB/STB).

Cuando se tiene un periodo de flujo lineal intermedio en un pozo horizontal, usualmente este periodo se desarrolla después del periodo de flujo radial en tiempos cortos. La duración de este periodo de flujo depende de la longitud del pozo, el área anisótropa, el ángulo entre el eje del pozo y el área en dirección de la máxima permeabilidad. El comportamiento indica que el efecto en el área de formación anisótropa es más fuerte en este periodo de flujo que en el anterior. Por lo tanto, la presión del pozo durante este periodo de flujo es<sup>13</sup>:

$$p_i - p_w = m_{tl} \bar{t} - \frac{141.2q\mu\beta_o}{h \overline{k_x k_y}} S_{z1} + \frac{h}{L} \frac{\overline{k_x k_y}}{\overline{k_z k_w}} S_d \dots\dots\dots (3-86)$$

Donde m<sub>tl</sub>= Pendiente de la Línea Recta en Tiempos Largos.

q= Gasto de Aceite (BPD).

k= Permeabilidad (md).

μ= Viscosidad (cp.)

B<sub>o</sub>= Factor de Volumen del Aceite (RB/STB).

S<sub>d</sub>= Daño Debido a una Zona Dañada (adim).

h= Espesor (ft).

L= Longitud (ft).

$$m_{tl} = 8.128q\beta_o \frac{\overline{\mu \phi c_t}}{hL_h \overline{k_w}} \dots\dots\dots (3-87)$$

Donde m<sub>tl</sub>= Pendiente de la Línea Recta en Tiempos Largos.

q= Gasto de Aceite (BPD).

k= Permeabilidad (md).

μ= Viscosidad (cp.)

B<sub>o</sub>= Factor de Volumen del Aceite (RB/STB).

h= Espesor (ft).

$L_h$  = Longitud Horizontal (ft).

$\phi$  = Porosidad (adim).

$c_t$  = Compresibilidad Total.

$$s_{z1} = -\frac{h}{L_h} \frac{\overline{k_x k_y}}{k_z k_w} \ln \frac{2\pi w_e}{h k k_z} \sin \pi z_w h \dots\dots\dots (3-88)$$

Donde  $k$  = Permeabilidad (md).

$h$  = Espesor (ft).

$L_h$  = Longitud Horizontal (ft).

Cuando hablamos de flujo radial en tiempos largos, prevalece un plano horizontal independiente del ángulo del pozo con respecto a la máxima permeabilidad.

Durante este periodo de flujo del pozo la respuesta de la presión se expresa como:

$$p_i - p_w = m_{lr} \log \frac{\overline{k_x k_y}}{k_w} \frac{t}{\phi \mu c_t L_h^2} - 1.925 + 0.868F \dots\dots\dots (3-89)$$

Donde  $m_{lr}$  = Pendiente de la Línea Recta en Tiempos Largos para Flujo Radial.

$k$  = Permeabilidad (md).

$\mu$  = Viscosidad (cp.)

$h$  = Espesor (ft).

$\phi$  = Porosidad (adim).

$c_t$  = Compresibilidad Total.

$L_h$  = Longitud Horizontal (ft).

$p_i$  = Presión Inicial (Psi).

$p_w$  = Presión de fondo (psi).

$$m_{lr} = 162.6qB_o\mu \overline{k_x k_y} h \dots\dots\dots (3-90)$$

Donde  $m_{lr}$  = Pendiente de la Línea Recta en Tiempos Largos para Flujo Radial.

$k$  = Permeabilidad (md).

$\mu$  = Viscosidad (cp.)

h= Espesor (ft).

q= Gasto de Aceite (BPD).

B<sub>o</sub>= Factor de Volumen del Aceite (RB/STB).

$$F = S_{z1} - \frac{2h^2}{L_h^2} \frac{k_x k_y}{k_z k_w} \frac{1}{3} - \frac{z_w}{h} + \frac{z_w^2}{h^2} + \frac{h}{L_h} \frac{k_x k_y}{k_z k_w} S_d \dots \dots \dots (3-91)$$

Donde F= Flujo radial en Tiempos Largos (adim).

k= Permeabilidad (md).

h= Espesor (ft).

S<sub>d</sub>= Daño Debido a una Zona Dañada (adim).

L<sub>h</sub>= Longitud Horizontal (ft).

Los resultados de este análisis nos indican que la permeabilidad anisotrópica, es un parámetro clave influenciado por la presión transitoria y las respuestas derivadas del pozo horizontal.

Las pequeñas desviaciones, no superiores a los 20° desde un área donde la permeabilidad mínima, no se incrementa ninguna caída de presión.

### 3.8 Técnicas de Terminación de Pozos

La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, y al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, se dice que el pozo puede fluir de manera natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio de diferentes métodos o sistemas artificiales de producción, como pueden ser, bombeo mecánico, hidráulico o por levantamiento artificial. La producción de un pozo comienza desde el momento en que se decide la terminación que éste va a tener, ya que del tipo de terminación dependerá la producción que arrojará el pozo. En los pozos horizontales el tipo de terminación influye de manera importante en la producción que arrojará cada uno



de los pozos, generalmente dadas las condiciones geológicas de las rocas de acuerdo a las características que posee cada campo, y dadas las condiciones de producción de los pozos horizontales se decide que las mejores técnicas de terminación de pozos y las más utilizadas son en agujero descubierto y con liner ranurado, esto por la facilidad que permiten este tipo de terminaciones como la libre circulación del hidrocarburo del yacimiento al pozo, recordando que la utilidad de los pozos horizontales es en yacimientos de baja permeabilidad<sup>8</sup>. La mayoría de los pozos horizontales que están produciendo desde hace varios años están experimentando problemas con la producción que se puede atribuir a la falta del control de la terminación, es por eso que en este tipo de pozos tienen ciertas limitaciones como lo son:

- La terminación en agujero descubierto muchas veces no tiene un buen control de arenas.
- Cuando se tienen múltiples secciones del yacimiento requieren aislamiento para permitir la producción conjunta.
- El diámetro interior del pozo debe ser maximizado para la posible instalación de una terminación inteligente, o para facilitar y optimizar intervenciones futuras.
- Las fricciones inducidas por el flujo de producción deben minimizarse a fin de controlar la caída de presión, y reducir así, la tendencia a la conificación de agua y gas en el talón del pozo.
- El tiempo de equipo costoso demanda la instalación de una terminación rápida y de bajo riesgo<sup>8</sup>.

Existen varios elementos que se deben considerar antes de poder seleccionar algún método de terminación adecuado para cada pozo, esto es de acuerdo a las necesidades y problemáticas que pueda presentar cada uno de éstos.

A continuación se indican algunas consideraciones que se realizan para seleccionar el tipo de terminación que podrá tener un pozo horizontal.

- Tipo de roca y tipo de formación.
- Método de perforación.
- Fluido de perforación utilizado.
- Mecanismos de producción.
- Información geológica y de producción.<sup>8</sup>

Los tipos de terminación que se pueden tener en los pozos horizontales son los siguientes:

1. **Agujero abierto:** este tipo de terminación no es muy costosa pero tiene ciertas limitaciones a algunos tipos de formaciones rocosas. En este tipo de terminación es difícil simular pozos a agujero abierto ya sean de inyección o de producción<sup>14</sup>.

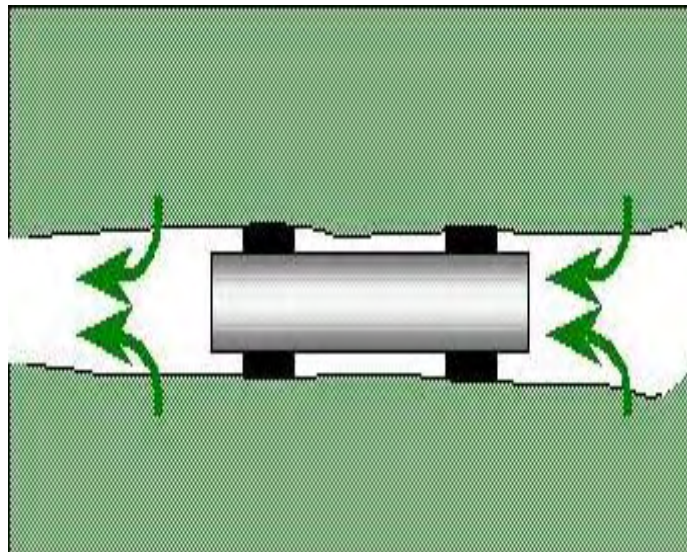


Fig. 3.8.1 Terminación en agujero abierto.

2. **Terminación con liner ranurado:** el principal objetivo de insertar una línea ranurada en un pozo horizontal es para poder evitar el colapso del pozo de la formación, además que es fácil poder insertar dentro de este tipo de terminación diferentes tipos de instrumentos tales como tubería flexible en el pozo horizontal<sup>14</sup>.

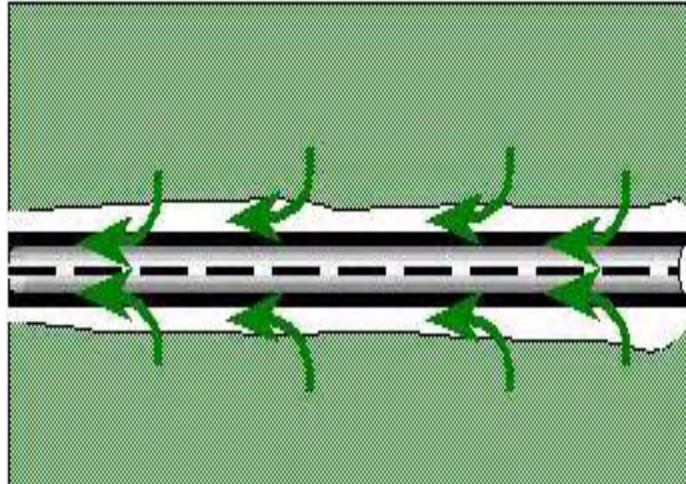


Fig.3.8.2 Terminación con Liner Ranurado.

3. **Liner con aislamientos parciales:** este método ofrece una limitada zona de aislamiento utilizada para la estimulación y control de la producción a lo largo de la vida productiva del pozo. Mediante la colocación de empacadores externos a un liner ranurado, se divide en varias secciones para tener control en el proceso de inyección<sup>14</sup>.

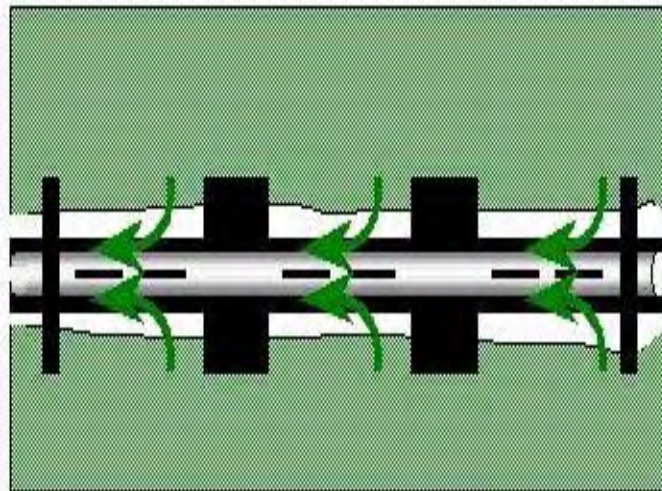


Fig.3.8.3 Terminación con aislamientos parciales.

4. **Terminación con liner cementado y ranurado:** se cementan los liners y se disparan, para pozos con radio medio y largo este tipo de terminación no es económicamente rentable cuando se cementa en un radio corto, un cemento para pozos horizontales debe contener menor cantidad de agua ya que el agua libre corre el riesgo de sufrir efectos de la gravedad con lo cual la cementación no sería efectiva<sup>14</sup>.

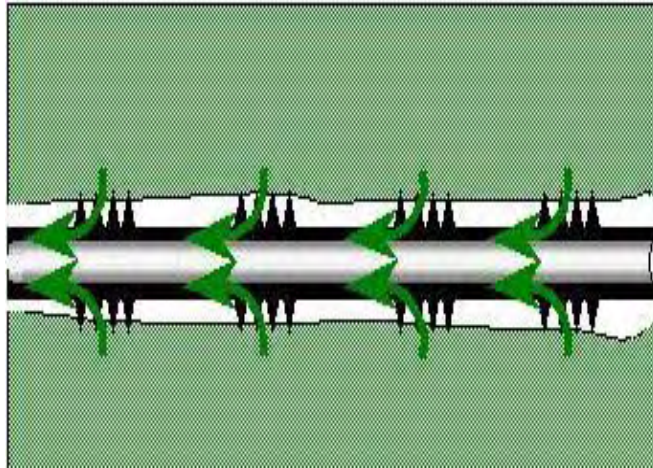


Fig.3.8.4. Terminación con liner ranurado y cementado.

## **4. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LOS POZOS HORIZONTALES**

### **4.1 Ventajas y Desventajas de los Pozos Horizontales**

Algunos de los primeros esfuerzos por la implementación de pozos horizontales se remontan desde el año de 1930, durante la segunda guerra mundial, la implementación de esta técnica ha resultado un gran éxito en los años 70s, 80s y en la actualidad, con los precios del petróleo (mezcla mexicana) de aproximadamente de 77 dólares por barril, el interés de los pozos horizontales se incrementó, con el único objetivo de mejorar la productividad de los pozos en yacimientos maduros, de baja permeabilidad y con problemas de conificación de agua y gas<sup>15</sup>. En los últimos años, varios avances tecnológicos se han realizado, sobre todo en las tecnologías disponibles para perforar y terminar los pozos multilaterales y horizontales. La mayoría de los pozos horizontales que se han perforado alrededor del mundo se han terminado en agujero descubierto y con liner ranurado. Los pozos horizontales tienen diferentes ventajas y desventajas, las cuales muchas veces dificultan el uso de este tipo de tecnologías, a continuación se mencionarán las principales desventajas que tiene un pozo horizontal:

1. Altos costos en comparación con un pozo vertical, generalmente es de 1.5 a 3 veces mayor el costo de un pozo horizontal a un vertical.
2. Se dificulta el área de drene en zonas donde la permeabilidad influye mucho, así como la profundidad vertical, es difícil drenar varias capas utilizando un sólo pozo horizontal.
3. La actual tasa global del éxito comercial que tienen los pozos horizontales alrededor del mundo es del 65%, esto significa que inicialmente es probable que 2 de cada 3 pozos horizontales que sean perforados tendrán un verdadero éxito comercial<sup>15</sup>.

Ahora bien, así como existen grandes desventajas los pozos horizontales también cuentan con puntos a su favor para la mejor aplicación de estos, a continuación se mencionarán las siguientes ventajas de los pozos horizontales:

1. Los pozos horizontales generan las más altas tasas de producción en comparación con los pozos verticales, esto se refleja en términos de costos que el localizar el aceite o petróleo resulta más económico que en los pozos verticales, los costos de la localización del petróleo por medio de un pozo vertical es de 7.0 a 9.0 dólares por barril, mientras que en un pozo horizontal es de 3.0 a 4.0 dólares por barril, ocasionando una mayor ganancia a las empresas petroleras que utilizan este tipo de tecnologías y, aunque muchas veces resulta demasiado costoso la utilización de esta técnica, con los grandes volúmenes y los bajos costos de operación, éstos se llegan a pagar aún cuando el yacimiento donde se encuentren no proporcione gran cantidad de hidrocarburo por las condiciones a las que los yacimientos están sometidos<sup>16</sup>.
2. En la mayoría de los proyectos que se han desarrollado de pozos horizontales el costo se define como el costo dividido por las reservas.
3. Para producir la misma cantidad de petróleo se necesitan menos pozos horizontales en comparación con los pozos verticales. Esto arroja como resultado una menor necesidad de tener mayor equipo para la extracción del petróleo, reduciendo el número y áreas de pozos por su gran alcance que pueden tener.

Los pozos horizontales se han utilizado en diversos tipos de yacimientos y formaciones como lo son: yacimientos de zonas finas, naturalmente fracturados, de baja permeabilidad, con problemas de conificación de agua, con problemas de conificación de gas, de aceite pesado, de gas, yacimientos donde se tiene algún método de recuperación mejorada y, en yacimientos maduros.

Los pozos horizontales pueden aumentar los gastos de producción de 3 a 4 veces más que los pozos verticales, el costo extra de los pozos horizontales se llega a pagar con el aumento de producción que se pueda tener, en yacimientos muy permeables los pozos horizontales pueden reducir la cantidad de pozos y aumentar el ritmo de vida del yacimiento. En yacimientos fracturados, discontinuos y finos, los pozos horizontales incrementan significativamente la recuperación final debido a que el drene resulta más eficiente, y en los campos marginales resulta económicamente factible debido a la reducida cantidad de pozos requeridos para explotar el yacimiento. También muchas veces es posible tener en producción pozos horizontales para aumentar las reservas y así reducir el costo de operación por barril. La efectividad de los pozos horizontales reside en que permiten la activación de las fuerzas gravitacionales por encima de las viscosas y capilares<sup>16</sup>.

Con la perforación de pozos horizontales, se pueden lograr varios objetivos entre los cuales tenemos: incrementar el factor de recuperación y obtener mayor producción, tener un mejor control y manejo del yacimiento, la perforación horizontal y la producción de este tipo de pozos no tiene limitaciones en cuanto al tipo de yacimiento, se puede aplicar en yacimientos con producción de petróleo liviano, mediano, pesado y extra pesado, igualmente se pueden utilizar en yacimientos someros y profundos o en cualquier tipo de formación.

#### **4.2 Conveniencia de Uso de los Pozos Horizontales**

La gran demanda mundial de energía es cada vez mayor, y crece progresivamente, debe ser abastecida de manera oportuna, con los precios actuales del petróleo se hace indispensable la utilización de tecnologías existentes en el mercado petrolero. En México la recuperación prevista de perforar 4 pozos horizontales es significativa, el costo por perforar un pozo horizontal es de aproximadamente 1.5 a 2.0 millones de dólares, esto representa 1.6 dólares por barril y los costos de operación oscilan entre 0.25 dólares por barril. En el proyecto Chicontepec, los pozos horizontales que se localizan en yacimientos turbidíficos tienen una tasa de flujo variable que oscila en los 600 barriles por día hasta un

máximo de 1000 barriles por día, en un principio se tiene muy poca producción de agua, conforme aumenta la vida productiva del pozo, éste se va llenando de agua, lo que origina que se utilicen diversas tecnologías para contrarrestar este tipo de problemas<sup>16</sup>.

Con los históricos de campo podemos observar que los pozos horizontales aumentan la vida productiva del yacimiento, reducen costos de producción y operación, esto indica que para que se tenga un buen proyecto en desarrollo se tiene que invertir en nuevas y modernas tecnologías, en un principio resultan más costosas pero al cabo de un tiempo determinados éstos retribuyen y tienen un fin rentable. Muchas veces existe la posibilidad de que no aporte como se esperaba o que el proyecto sea un fracaso, pero eso no indica que siempre será así, las características petrofísicas del yacimiento y las características de la roca y de los fluidos, juegan un papel importante en el correcto funcionamiento de los pozos horizontales, cabe mencionar que en el proyecto Chicontepec los pozos horizontales que no se encuentran abiertos a producción, realizan la función de pozos inyectores con la finalidad de maximizar la producción y realizar mejor el efecto de barrido debido a la permeabilidad horizontal y al alcance que éstos puedan tener<sup>16</sup>.

Una empresa, al invertir sus recursos en algún proyecto, siempre tiene presente como uno de los factores económicos importantes, que la inversión que hace la debe recuperar en el menor tiempo posible; en efecto, en la industria petrolera la inversión tiene que ser rentable y tener el menor tiempo de pago posible para que se pueda operar con éxito en la explotación de crudo. Cuando se tienen varias alternativas de inversión que pueden ser cuantificadas en términos de dinero, es importante reconocer el concepto del valor del dinero en el tiempo, el valor presente neto (VPN) es un valor único para la fecha calculada, es el reflejo del valor actual que tiene una suma de dinero existente, invertida o gastada en el pasado o en un tiempo futuro considerando una tasa de interés conocida.



A través del análisis económico realizado, antes de poner a producir un pozo horizontal, nos podemos dar cuenta de que tan importante resulta un determinado tipo de explotación de un yacimiento, es decir, hay que considerar la productividad del pozo y los costos que se generan al producirlo.



Fig. 4.2 Perspectivas de producción de Chicontepec.

Se espera que en el periodo 2009-2017 el proyecto Chicontepec registre una producción de crudo promedio de 500 MBD, y una producción promedio de gas de 546 MMPCD. Se estima que el máximo de producción de crudo (744 MBD) se alcanzará en el año 2016<sup>16</sup>.

El conocimiento de todo yacimiento resulta de un proceso de aprendizaje de ensayo y error que ocurre durante todas las etapas de exploración, desarrollo y explotación e, incluso, aún en la fase de abandono. La rapidez con que puede profundizarse dicho conocimiento depende de la complejidad del sistema roca-fluido, de la información obtenida y de las reacciones del propio yacimiento a los estímulos generados durante la terminación de los pozos y su explotación. El

Proyecto Chicontepec, se encuentra en el inicio de dicho proceso pues, aunque fue descubierto en 1926, no se iniciaron actividades sistemáticas hasta hace sólo tres años.

El Proyecto Chicontepec es el de mayor monto de inversión de toda la Administración Pública Federal, por lo que cuenta con grandes recursos financieros para su ejecución. Sin embargo, sus resultados no han logrado justificar las importantes cantidades ya invertidas, lo que indica que es el momento oportuno para redefinir el alcance del proyecto y su implementación.

#### **4.3 Análisis Costo-Beneficio del Proyecto Chicontepec**

El Proyecto Chicontepec fue aprobado en el año 2006 con base en un análisis costo-beneficio, en donde se observó+ todas las ventajas y desventajas que se podían tener en el desarrollo de dicho proyecto, partiendo de la necesidad de implementar nuevos campos petroleros con la finalidad de cumplir con la cuota nacional de hidrocarburos, a partir de ese año se han presentado adecuaciones a las proyecciones de inversión y producción en 2008 y 2009. Es necesario recordar que Chicontepec es de gran relevancia para el país, porque en esta región se encuentra el 39% de la reserva total de hidrocarburos del país, es decir 17 mil 700 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La última modificación fue presentada en el paquete económico 2010<sup>16</sup>.

Año de presentación del proyecto	Inversiones (MM Pesos 2009)	Número de pozos a Perforar	Reparaciones mayores	Pronósticos de Reserva de aceite a Recuperar (MM bbl)*	Producción Máxima Aceite bbl/día	Producción Máxima Gas Mpies <sup>3</sup> /día	Inversión por bbl de reservas de aceite a recuperar (pesos 2009/bbl)
2006	212,066	6,055	9,129	1,809	470,000	931,000	226
2008	550,316	17,356	30,136	3,371	808,000	970,000	163
2009	617,341	19,181	33,719	2,803	606,000	727,000	220
2006-2009	335%	316	369%	55%	29%	-22%	190%

Cuadro 4: Variaciones en los Análisis Costo y Beneficio presentados sobre el proyecto Chicontepec. El volumen original es el mismo para los tres casos.

Del cuadro anterior puede observarse que el monto de inversión solicitado para el proyecto Chicontepec ha aumentado de forma acelerada en menos de un quinquenio, y que sus alcances han sido modificados en varias ocasiones. De la

misma manera, se resalta el aumento en la inversión unitaria requerida para producir un barril de crudo equivalente. El factor de recuperación en este proyecto que actualmente se estima será de 7%, es el resultado de considerar el uso de tecnologías conocidas y disponibles, tales como lo son principalmente el uso de pozos de largo alcance, y pozos horizontales, así como también el uso de tecnologías en la perforación, la terminación y la recuperación primaria. Sin embargo, en la medida que nuevas tecnologías se desarrollen y apliquen de manera exitosa en Chicontepec, dicho factor aumentaría a tasas que podrían ser del orden de 10%. Con base en los escenarios de producción presentados en Chicontepec, y en las producciones observadas, se han realizado modelos de cálculo que bajo esos mismos supuestos permitirán estimar el número de pozos, así como la reducción de éstos con la implementación de nuevas técnicas como lo son el uso de los pozos horizontales, que demuestren aumentar la productividad que el proyecto requeriría, así como la maximización de las reservas del proyecto Chicontepec<sup>16</sup>. Las inversiones asignadas al Proyecto Chicontepec durante los últimos tres años acumulan un monto cercano a los 55 mil millones de pesos.

El cálculo del “volumen original” es la cantidad de petróleo y gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por sus límites geológicos y de fluidos. Es normal que exista un rango de incertidumbre en su cálculo debido a que éste involucra parámetros muy variables tales como el área, espesor neto, porosidad, saturación de agua y factor de volumen del aceite en el campo. En el caso del Proyecto Chicontepec, el volumen original actualmente es usado como referencia, fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). De hecho en el Proyecto Chicontepec el volumen original no se ha calculado con métodos probabilísticos que permitirían evitar sobreestimaciones ocasionadas por la variabilidad de los parámetros, la cual se explica por la gran heterogeneidad geológica y de información geofísica del paleocanal.

#### 4.4 Análisis del Flujo de Efectivo del Proyecto Chicontepec

Los fuertes incrementos físico-presupuestarios de los últimos tres años han dejado en manifiesto que las capacidades de ejecución del proyecto Chicontepec están a su límite debido a la complejidad de éste. Los análisis realizados al interior del proyecto no se han traducido en la implementación de acciones correctivas definitivas desde el punto de vista técnico-operativo. Conviene establecer un procedimiento que asegure la continuidad administrativa del proyecto para cuando existan cambios importantes. Cabe mencionar que más allá de la contratación de empresas de servicios dentro de la organización del proyecto, se requiere la asesoría de expertos independientes con suficiente experiencia en este tipo de yacimientos. Esto es relevante ya que el Proyecto Chicontepec se encuentra en una etapa crítica. Muy recientemente se presentó el plan de establecer Laboratorios de Campo enfocados a acelerar el desarrollo tecnológico; sin embargo, los resultados que se esperan de estos laboratorios han sido supeditados al cumplimiento de cuotas de producción<sup>16</sup>.

En particular la comunidad académica dispone de información limitada sobre el desarrollo del proyecto y de muy pocos datos sobre su evolución, muchos de ellos carentes de vigencia. Las áreas en las que sería deseable que la comunidad académica contara con información para realizar análisis y estudios son las siguientes:

- **Geológica:** petrografía, sedimentología, estratigrafía, geoquímica, tectónica, y paleontología.
- **Geofísica:** magnetometría, gravimetría y sísmica (2D y 3D).
- **Perforación:** registros de pozos, fluidos de perforación, núcleos y terminaciones, implementación de nuevas técnicas de perforación de pozos tales como lo son pozos de alcance extendido y pozos horizontales.

- **Producción:** pruebas de pozo, fracturamiento, producción por pozo, mecanismos de recuperación, implementación de técnicas de mantenimiento de presión, sistemas artificiales de producción, alargamiento de la vida productiva de los pozos.
- **Costos:** costos de capital y operativos, estimación de costos unitarios, análisis del valor presente neto, desarrollo de flujos de efectivo, análisis de las recuperaciones de las inversiones a corto y largo plazo.

Tres aspectos críticos que afectan significativamente el rendimiento económico de un proyecto con altos costos unitarios, como es el caso de Chicontepec son:

1. Control de costos: la explotación de hidrocarburos en el proyecto ATG es intensiva en costos de capital y en costos de operación por unidad de producto, por lo que la rentabilidad en muchos de los pozos de baja productividad puede ser marginal o negativa, por lo tanto este tipo de proyecto necesita tener un estricto control sobre los costos.
2. Economías de escala: la mejor manera de reducir los costos unitarios es a través de la planeación de los proyectos al nivel de economías de escala. En un proyecto como el de ATG, que requiere miles de pozos y cientos de instalaciones tiene mayor factibilidad de lograr acuerdos para poder reducir precios, formando alianzas con los proveedores y negociando contratos a largo plazo.
3. Entrega de bienes y servicios en tiempo y calidad: este aspecto es relacionado con la logística del proyecto, tiene que ver con la entrega de los bienes y servicios en tiempo y calidad, lo cual resulta ser crítico en un proyecto como el de ATG, dado que su complejidad de este obliga a desarrollar procesos y sistemas que hagan la operación lo mas eficientemente posible.

La explotación de hidrocarburos involucrada en el Proyecto Chicontepec es intensiva en costos de capital y en costos de operación por unidad de producto, por lo que la rentabilidad en muchos de los pozos de baja productividad puede ser marginal o negativa. Este tipo de proyecto requiere tener un estricto control sobre los costos. Con base en las estimaciones realizadas, el Proyecto Chicontepec empezaría a generar flujos positivos después de impuestos a partir del año 2012, logrando recuperar la inversión en valor presente en el año 2016. Esto se muestra en la siguiente figura<sup>16</sup>:

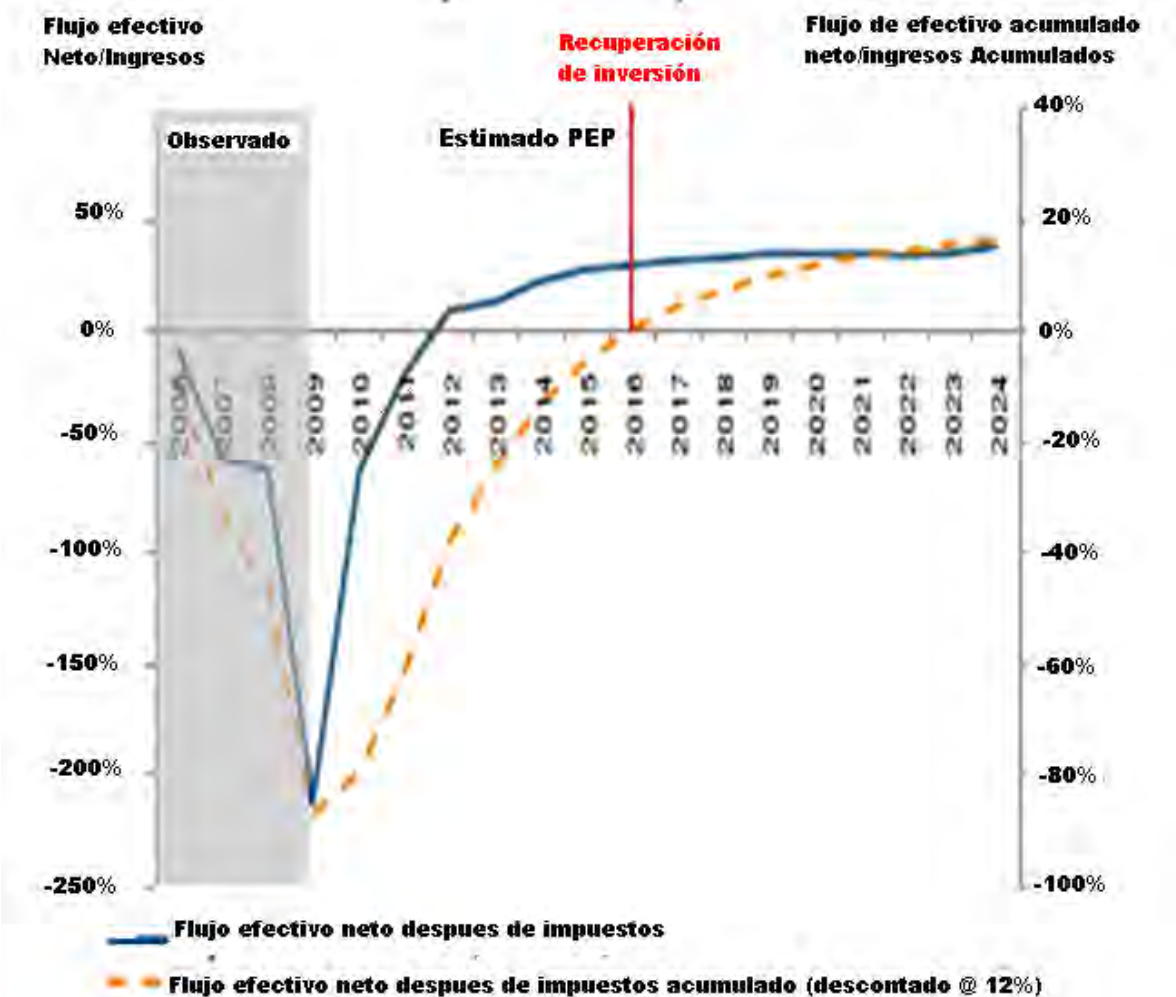


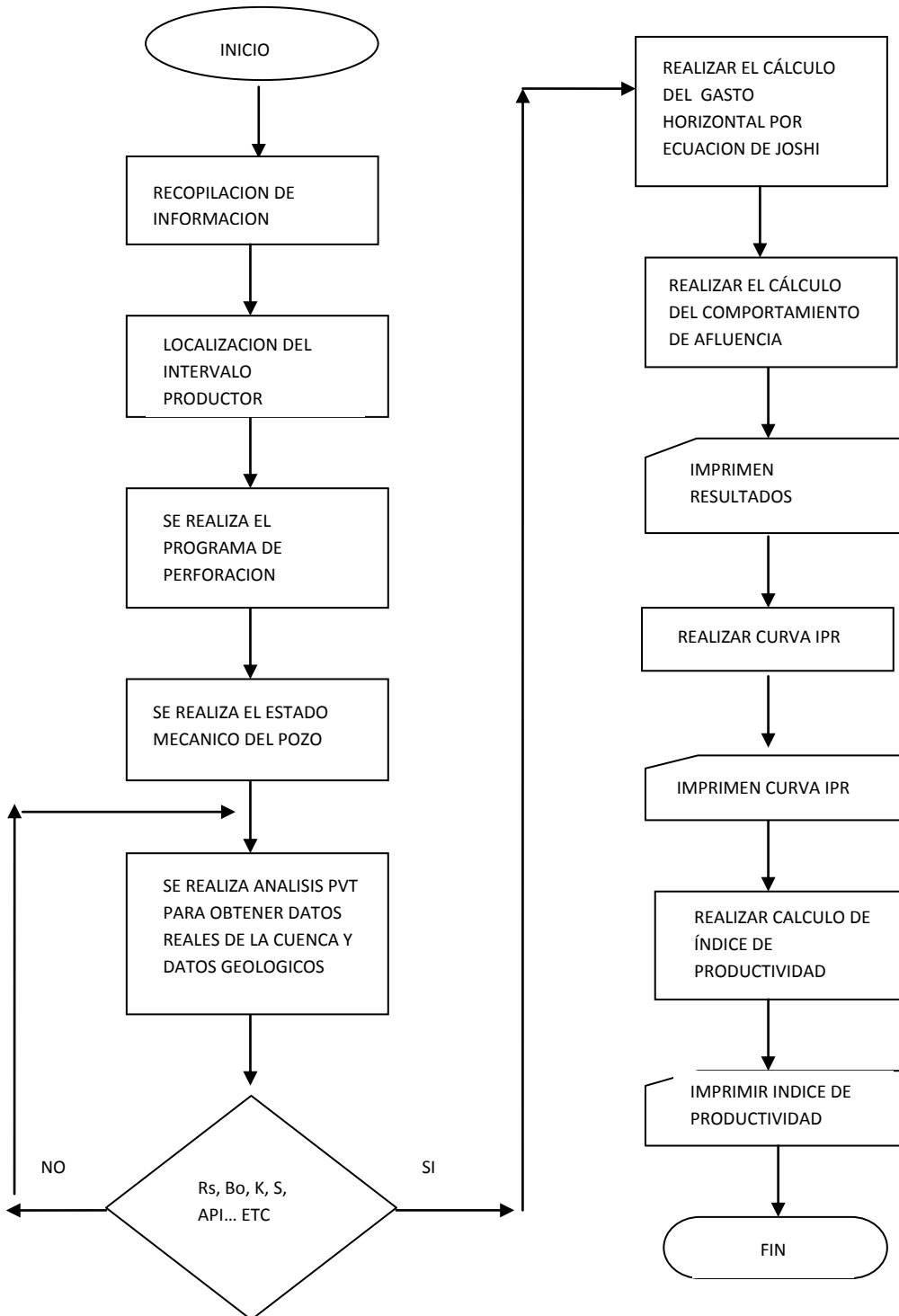
Fig. 4.4 Flujo de efectivo neto y acumulado neto después de impuestos (% de los ingresos).

En las proyecciones antes mostradas, se asumen curvas de producción por pozo que hasta el momento no se han materializado. Sobre las bases de las productividades y las curvas de producción observadas, y de mantenerse estas sin cambio, las proyecciones de flujo de efectivo generarían flujos positivos a partir del año 2012 y la recuperación de la inversión se alcanzaría en el año del 2016 siendo esta recuperación casi de forma inmediata. El 12% indicado en el flujo de efectivo neto después de impuestos acumulado resulta ser una tasa de descuento por el régimen fiscal vigente.



## 5. APLICACIÓN Y USO DE LOS POZOS HORIZONTALES EN PROYECTOS ASOCIADOS A LA CUENCA DE CHICONTEPEC

A continuación se presenta un diagrama de flujo con el procedimiento realizado en este capítulo.



En la cuenca de Chicontepec se han realizado diferentes proyectos y muchos más se encuentran en desarrollo, cuya finalidad es encontrar la manera de poder explotar los yacimientos turbidíticos de la mejor forma posible considerando los obstáculos que estos oponen a los trabajos de los ingenieros petroleros, una solución viable para el manejo de estos tipos de yacimientos es el uso de los pozos horizontales cuya finalidad es tener mayor alcance o extensión en estos yacimientos, ya que por su forma lenticular impiden que se tenga un drene constante de los mismos. Los pozos horizontales desde su aparición en México han resultado una técnica nueva de gran complejidad, probando su eficacia en pocas zonas petroleras, pero demostrando que aún con los problemas de operación y costos, resulta una buena opción de producción en yacimientos maduros y de baja permeabilidad.

Por las características geológicas de la cuenca de Chicontepec se ha decidido implementar nuevas técnicas de explotación, que sean capaces de poder desarrollar un campo de una forma segura y constante, a continuación se presenta un trabajo de aplicación de un pozo horizontal donde se muestra que si bien es cierto pueden llegar a ser una solución de los problemas que se tienen en dicha cuenca, esto es desde su terminación del pozo hasta la puesta en producción del mismo, este trabajo es realizado con datos reales de un yacimiento perteneciente a la cuenca de Chicontepec.

El pozo en estudio fue perforado horizontalmente con un rumbo de  $81^{\circ}, 46^{\circ}$  E, con una profundidad total de 2807 metros. Tomando en cuenta la formación geológica donde se perforó el pozo para poder localizar la zona donde se encuentran los hidrocarburos (intervalo productor), se puede realizar la clasificación geológica siguiente:

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (M.D.B.M.R)	PROFUNDIDAD (M.V.B.N.M)
O. Palma Real Inferior	Aflora	Aflora
E. Chapopote	493	230
E. Guayabal	837	574
E. Chicontepec Canal	1251	973
Cima del Cuerpo A	1480	1144
Base del Cuerpo A	2807	1222
Profundidad Total	2807	1222

Cuadro 5. Información geológica del pozo en estudio.

El intervalo productor se localiza a la profundidad de 1566 a 2314 metros<sup>17</sup>.

Los registros geofísicos se realizan con el fin de proporcionar datos reales del yacimiento en estudio, en este caso de un yacimiento perteneciente a la cuenca

de Chicontepec, para poder conocer estos datos se corrieron los registros siguientes:

TIPO DE REGISTRO	PROFUNDIDAD A TOMARSE
Doble Inducción (DLL)	1566-2807 metros
Litodensidad (LTD)	1566-2807 metros
Electroscopia de rayos gamma (NGT)	1566-2807 metros
Micro esférico (MSFL)	1566-2807 metros

Cuadro 6. Información de los registros tomados al pozo en estudio.

Se realiza el programa de perforación.

En cuanto a la terminación del pozo, éste se terminará en agujero descubierto de 6 1/8 (pg) dentro de la formación objetivo, esto de acuerdo a los registros tomados así como también, al comportamiento del pozo durante la perforación del mismo. Tomando en cuenta el aparejo de producción se terminará con una tubería de producción de 2 7/8" (pg) de Rosca Vam, conectado a un empacador permanente a 30 metros por encima de la zapata de 7 5/8 (pg).

En cuanto al árbol de válvulas se tiene que:

406 mm (16") x 273 mm (10 3/4") x 194 mm (7 5/8") x 73 mm (2 7/8") S- 1500.

La Tubería de Revestimiento y los accesorios que se utilizan en este pozo son:

TR 16", J-55, 48 lb/ft 8 H colocada a 60 m

TR 10 3/4", J-55, 51 lb/ft 8 H colocada a 500 m

TR 7 5/8", N-80, 37.5 lb/ft HTDS colocada a 1566 m

Zapata guía de 16", J-55, 84 lb/ft 8H

6 Centrales de 22" x 16"

Zapata guía de 10 3/4", J-55, 51 lb/ft

Cople flotador de 10 3/4", J-55, 51 lb/ft

25 Centrales de 14 3/4" x 10 3/4"

El aparejo de producción y los accesorios están conformados por los elementos siguientes:

TP 2 7/8", N-80, 6.5 lb/ft, roscada colocada a 1540 m

Empacador permanente de 5 7/8", N-80, 33.7 lb/ft

Niple de asiento de 2 7/8"

Camisa deslizable 2 7/8"

Entonces, el estado mecánico del pozo lo podemos observar de la manera<sup>17</sup> siguiente:

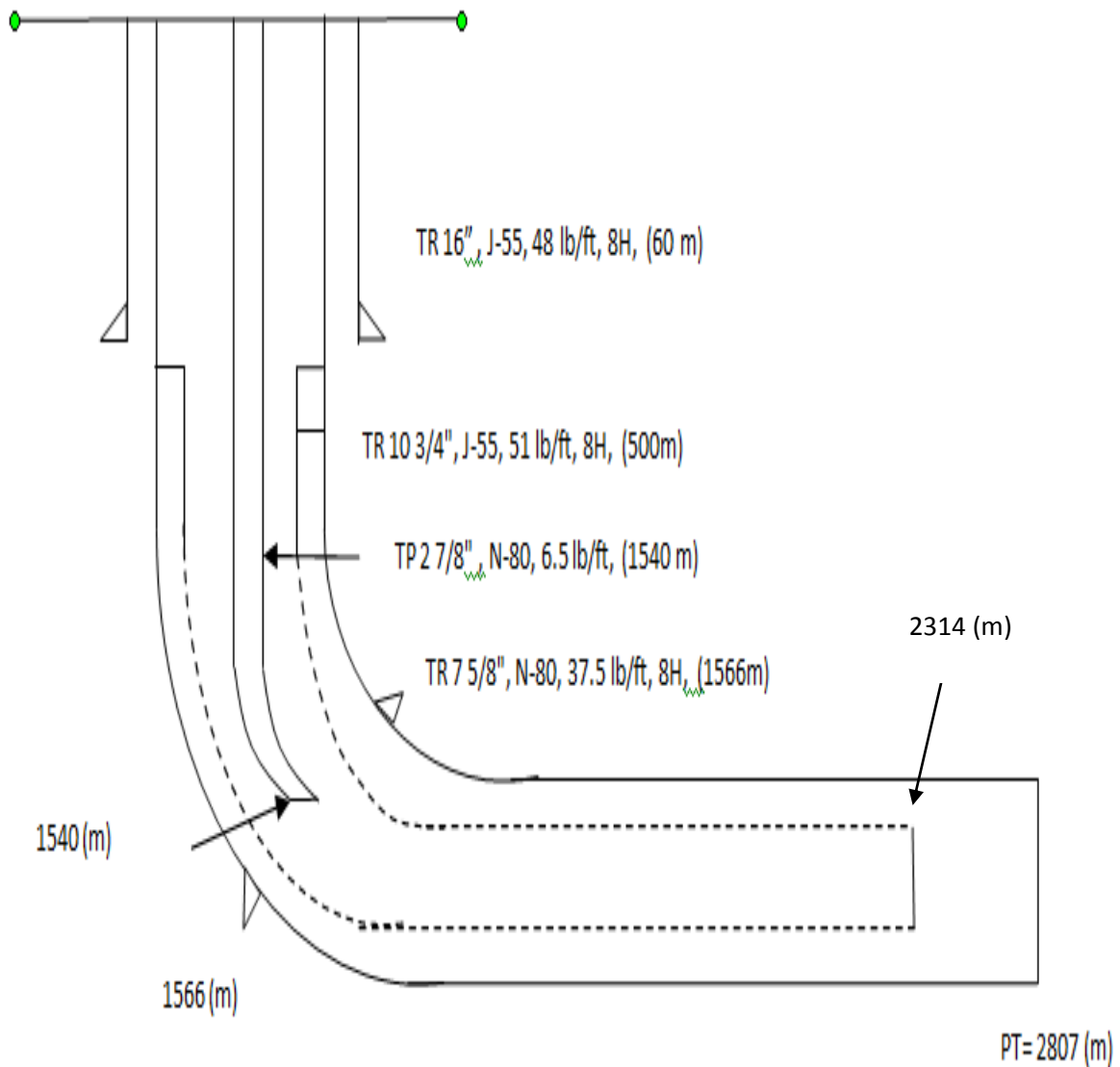


Fig. 5.1 Estado mecánico del pozo en estudio.

Ahora bien con los datos obtenidos anteriormente con los registros geofísicos, y con las pruebas realizadas al pozo se puede decir que el intervalo productor se encuentra de 1566 m a 2314 m (m.d.b.m.r) esto es desde su inicio de producción hasta la actualidad con una RGA de  $30 \text{ m}^3/\text{m}^3$  al inicio de la explotación, pero teniendo una modificación en la actualidad que cambia a  $32.8 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , con una producción de agua al inicio de la explotación del 2%, la salinidad es de 28000 ppm<sup>17</sup>.

La desviación del pozo (donde se coloca de forma horizontal) comienza aproximadamente en los 900 m.

A partir de pruebas de laboratorio y de registros se obtuvieron los siguientes datos:

Factor de Volumen de Aceite de 1.16.

Presión estática de yacimiento  $300 \text{ kg/cm.}^2$

Presión de fondo fluyendo @ 1000 m  $148.432 \text{ kg/cm.}^2$

Permeabilidad horizontal 4 md.

Permeabilidad vertical 0.25 md.

Viscosidad 50 cp.

Daño 0.92.

Densidad API 24.

Espesor del intervalo productor total (H) 50 m.

Espesor del intervalo productor neto (h) 30 m.

Profundidad total 2807 m.

Radio de drene 200 m.

Radio de pozo  $2.625 \text{ pg.}^{17}$

Con los datos obtenidos anteriormente (datos reales de la cuenca de Chicontepec) nos disponemos a realizar el cálculo del comportamiento de afluencia que tendrá el pozo (curva IPR) y del índice de productividad que va a tener el pozo para poder conocer su capacidad productiva.

A continuación se muestran las pruebas de productividad de pozos realizadas para poder conocer que tan viable es la aplicación de los pozos horizontales en

yacimientos maduros y de baja permeabilidad como los que se tratan en este trabajo de investigación.

Para poder realizar este trabajo, se ocuparon diversas ecuaciones tanto para el cálculo del índice de productividad, gasto, y el comportamiento de afluencia (IPR), se utilizó la ecuación de Joshi que es la más acertada para el cálculo del gasto en pozos horizontales, así como la ecuación de índice de productividad para pozos horizontales, por último la ecuación para el cálculo del comportamiento de afluencia que es la ecuación de Vogel. En la siguiente tabla se muestra las ecuaciones utilizadas a lo largo de este trabajo de investigación.

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta p \mu_o \beta_o}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - L^2}}{L} + h L \ln \frac{h}{2r_w}}$$

$$a = L^2 \cdot 0.5 + \sqrt{0.25 + 2r_{eh} L^4}^{0.5}$$

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \frac{P_{fw}}{P_{ws}} - 0.8 \frac{P_{fw}^2}{P_{ws}^2}$$

$$P_{fw} = 0.125P_{ws} \sqrt{-1 + \sqrt{81 - 80 \frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}}}}$$

$$J_H = \frac{q_H}{p_e - p_w}$$

$$J_v = \frac{q_v}{p_e - p_w}$$

Cuadro 7. Fórmulas a utilizar durante el desarrollo del ejercicio.



Con estas fórmulas se pueden realizar los cálculos esperados en este ejercicio de aplicación. Una vez que se conocen las fórmulas a utilizar, es necesario observar que los datos obtenidos no se encuentran en la forma de unidades del sistema inglés, para poder realizar el ejercicio es necesario realizar el cambio de unidades al sistema inglés.

En el siguiente cuadro se muestran los datos que son necesarios para la realización de los cálculos esperados:

DATOS		UNIDADES
PROFUNDIDAD (L)	9209.31	(ft)
ESPESOR TOTAL (H)	164.042	(ft)
ESPESOR NETO (h)	98.4252	(ft)
INT. PRODUCTOR	5137.8-7591.86	(ft)
PWS	4267	(psi)
Bo	1.16	(BI @cy/ BI @ cs)
Rw	2.625	(pg.)
Re	656.168	(ft)
Kh	4	(md)
Kv	0.25	(md)
$\mu_o$	50	(cp)
S	0.92	
PWF (a 1000 mts)	2110.7	(psi)

Cuadro 8. Datos obtenidos del pozo.

A partir de estos datos y con las fórmulas anteriores podemos realizar los cálculos necesarios, es indispensable saber identificar cada uno de los factores que se incluyen en las fórmulas para evitar algún error. A continuación se presenta el desarrollo completo del ejercicio.

La fórmula de Joshi se necesita para poder calcular el gasto que va a tener el pozo, cabe recordar que el gasto calculado es un gasto que responde a una caída de presión cualquiera, en este caso  $\Delta p$  se tomó con un valor de 500 (psi/ft).

A partir de

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

$$a = L \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh} / L)^4}} \dots \dots \dots (5-1)$$

Primeramente se realiza el cálculo de “a”:

$$a = \frac{9209.31}{2} \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \frac{2(656.168)^4}{9209.31^2}}}$$

$$a = 4605.177$$

Una vez que se ha realizado el cálculo de “a” se sustituye en la fórmula de Joshi para el cálculo del gasto con el que va a producir el pozo, recordando que el  $2\pi$  se sustituye por 0.00708 cuando se trabaja en unidades de campo:

$$Q_h = \frac{0.00708 \cdot 4 \cdot 98.42 \cdot (500) / (50 \cdot 1.16)}{\ln \frac{4605.177 + \sqrt{4605.177^2 - 4604.655^2}}{4604.566} + \frac{98.42}{9209.31} \ln \frac{98.42}{2(2.625)}}$$

$$Qh = 693.09 \text{ (BPD)}$$

Una vez que se ha calculado el gasto por medio de la ecuación de Joshi, es necesaria la aplicación de la ecuación de Vogel para el cálculo del comportamiento de afluencia del pozo que representa la capacidad de un pozo para poder aportar fluidos, para esto se realizan los cálculos con la ecuación siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.2 \frac{P_{fw}}{P_{ws}} - 0.8 \frac{P_{fw}}{P_{ws}}^2$$

$$P_{fw} = 0.125P_{ws} - 1 + \sqrt{81 - 80 \frac{q_o}{q_{omax}}} \dots\dots\dots (5-2)$$

Para poder conocer el Qo/Qomax es necesario la aplicación de la ecuación de comportamiento de afluencia de Vogel:

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - 0.2 \frac{2110.7}{4267} - 0.8 \frac{2210.7}{4267}^2$$

$$Q_o / Q_{omax} = 0.68$$

Ahora para conocer el gasto máximo que aportará el pozo es necesario despejar de la ecuación anterior Qomax:

$$Q_{omax} = \frac{Q_o}{0.68}$$

$$Q_{omax} = 1019 \text{ BPD}$$

Se suponen diferentes Pwf para poder calcular los diferentes gastos a partir del gasto máximo obtenido con anterioridad, haciendo uso de la ecuación de Vogel, donde despejamos el gasto:

$$Q_o = Q_{o\max} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (5-3)$$

A continuación se presenta una tabla con las Pwf necesarias para realizar el ejercicio:

PWF (lb/pg <sup>2</sup> )
4267
3767
3267
2767
2110
1767
1267
767
267
0

Cuadro 9. Pwf supuestas

Ahora bien con las Pwf supuestas nos disponemos a calcular los gastos correspondientes a cada una de las anteriores mencionadas en la tabla:

$$Q_{o1} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{4267}{4267} - 0.8 \left( \frac{4267}{4267} \right)^2 \right]$$

$$Q_{o1} = 0 \text{ BPD}$$

$$Q_{o2} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{3767}{4267} - 0.8 \frac{3767}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o2} = 204 \text{ BPD}$$

$$Q_{o3} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{3267}{4267} - 0.8 \frac{3267}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o3} = 385 \text{ BPD}$$

$$Q_{o4} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{2767}{4267} - 0.8 \frac{2767}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o4} = 544 \text{ BPD}$$

$$Q_{o5} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{2110}{4267} - 0.8 \frac{2110}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o5} = 718 \text{ BPD}$$

$$Q_{o6} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{1767}{4267} - 0.8 \frac{1767}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o6} = 794 \text{ BPD}$$

$$Q_{o7} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{1267}{4267} - 0.8 \frac{1267}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o7} = 886 \text{ BPD}$$

$$Q_{o8} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{767}{4267} - 0.8 \frac{767}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o8} = 956 \text{ BPD}$$

$$Q_{o9} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{267}{4267} - 0.8 \frac{267}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o9} = 1003 \text{ BPD}$$

$$Q_{o10} = 1019 \left[ 1 - 0.2 \frac{0}{4267} - 0.8 \frac{0}{4267} \right]^2$$

$$Q_{o10} = 1019 \text{ BPD}$$

Una vez obtenidos todos los cálculos de los gastos aplicando la ecuación de Joshi, con las presiones de fondo fluyendo que en algún momento dado fueron supuestas, podemos realizar la siguiente tabla para poder elaborar la curva IPR teniendo como resultado la tabla siguiente:

PWF (lb/pg <sup>2</sup> )	Qo (BPD)
4267	0
3767	204
3267	385
2767	544
2110	718
1767	794
1267	886
767	956
267	1003
0	1019

Cuadro 10. Clasificación de las Pwf vs Qo.

Ahora bien a partir de la tabla antes realizada, nos disponemos a graficar  $P_{wf}$  vs  $Q_o$  para poder obtener la curva de IPR con el fin de poder conocer el comportamiento que va a tener nuestro pozo:

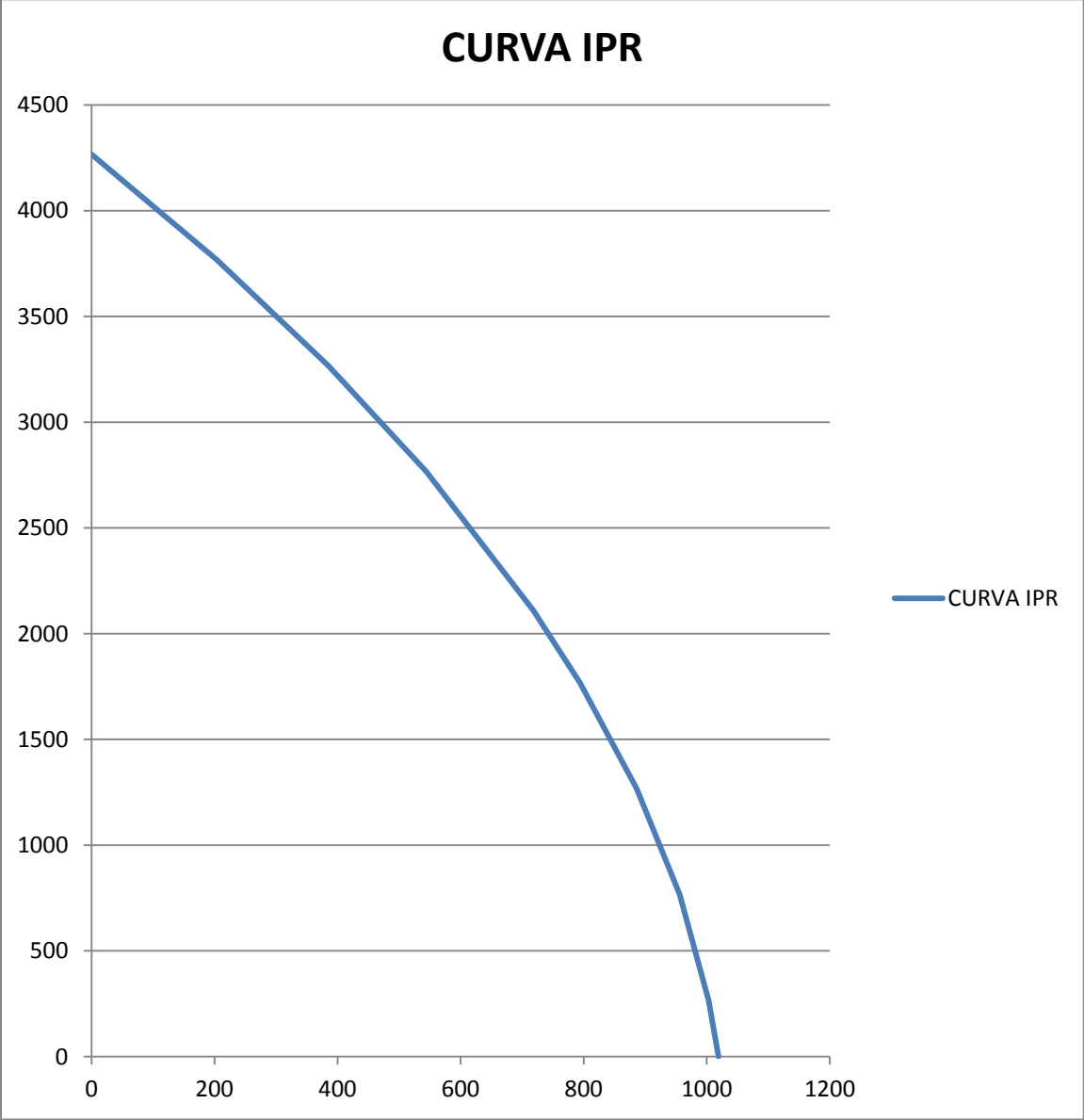


Fig. 5.2 Curva IPR del comportamiento de afluencia del pozo en estudio.

Con el gasto obtenido a partir de la ecuación de Joshi, la presión estática de yacimiento ( $P_{WS}$ ) y la presión de fondo fluyendo localizada a 1000 metros ( $P_{WF}$ ),

podemos calcular el Índice de Productividad del pozo, usando la ecuación correspondiente para pozos horizontales.

A continuación se describe la ecuación y el proceso a utilizar:

$$J_H = \frac{q_H}{p_e - p_w} \dots\dots\dots (5-4)$$

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior se tiene que:

$$J_H = \frac{693.09}{4267 - 2110.7}$$

$$J_H = 0.321 \text{ BPD PSI}$$

Índice de Productividad	Valores
Si $J < 0.5$	Baja Productividad
Si $0.5 < J < 1$	Productividad Media
Si $1 < J < 2$	Productividad Alta
Si $2 < J$	Excelente productividad

Una vez que un pozo es abierto a producción, es necesario evaluar la productividad de este pozo a las condiciones en que se encuentra en el momento en que empieza a producir. El cálculo de la productividad de un pozo, generalmente asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo, es decir, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo. El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión. En la tabla anterior se muestran los valores que pueden tener el índice de productividad.

Por lo tanto el índice de productividad de este pozo en estudio nos indica que, aun con el problema de baja productividad que este pozo representa, con la tecnología de pozos horizontales se puede obtener un mayor índice de productividad en comparación con los pozos verticales aunado a los problemas de abatimiento



inmediato de presión, es por eso que aunque el índice de productividad de este pozo horizontal es bajo, es el máximo que se puede alcanzar y por lo tanto nos indica su máxima producción dadas las condiciones geológicas existentes en la zona, ya que los yacimientos lenticulares de Chicontepec impiden una optima explotación de los hidrocarburos que se encuentran almacenados en ellos y por lo tanto la perforación y producción por medio de pozos horizontales puede resultar una técnica satisfactoria y que en alguno de los casos puede arrojar mejores resultados que con otro tipo de pozos ya sean en su mayoría convencionales.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. El Proyecto Chicontepec cuenta con grandes recursos petroleros que deben ser considerados para su explotación. Existen evidencias de que se pueden extraer volúmenes importantes de hidrocarburos.
2. De acuerdo a los análisis de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el factor de recuperación final de 7%, respecto al volumen original, señala que aún puede mejorarse significativamente la estrategia de explotación con la implementación de nuevas técnicas y procesos que permitan el mejor desarrollo de la Cuenca.
3. El proyecto de productividad de pozos horizontales asociado a la Cuenca de Chicontepec, se debe administrar de acuerdo a las mejores prácticas para este tipo de proyectos. A pesar de lo complejo que resulta el producir por medio de pozos horizontales o desviados, a nivel internacional se identifican experiencias exitosas.
4. Es necesario que el proyecto asociado a la Cuenca de Chicontepec intensifique su proceso para concluir su etapa de aprendizaje, emulando las mejores prácticas internacionales que se conocen en el tema de productividad de pozos horizontales, a fin de establecer el plan de desarrollo y una estrategia de explotación de los yacimientos turbidíticos pertenecientes a la Cuenca de Chicontepec. Con ello estará en posición de contar con los elementos necesarios para la implementación a gran escala de alguna de las alternativas tecnológicas como lo son la aplicación de los pozos horizontales y desviados en yacimientos de baja permeabilidad.
5. El proyecto está en una etapa de madurez baja, tanto en el conocimiento del subsuelo de Chicontepec, como de selección de tecnología

(implementación de pozos horizontales o desviados), por lo que hay gran incertidumbre en torno a los pronósticos de producción.

6. Se identifican tres temas fundamentales para el éxito de la productividad de los pozos horizontales: perforación, terminación de pozos y la implementación de sistemas artificiales de producción, donde es necesario resaltar que los pozos no convencionales (direccionales y horizontales) han demostrado dar óptimos resultados al inicio de su explotación, sin embargo, también es necesario el uso de sistemas artificiales que son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada, con la finalidad de tener un mejor levantamiento de la producción.
7. Los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec cuentan con baja energía propia que dure por tiempos prolongados, por lo que es fundamental considerar este aspecto en las estrategias de explotación, como son los métodos de mantenimiento de presión y recuperaciones secundaria y mejorada, buscando la producción de hidrocarburos en fase líquida dentro del yacimiento. Los yacimientos de Chicontepec son saturados, debido a que la presión estática de yacimiento es muy cercana a la presión de burbuja, lo cual ocasiona que se libere el gas en solución dejando el hidrocarburo líquido en el yacimiento.
8. Uno de los objetivos principales de los pozos horizontales es disminuir el número de pozos en un campo, aunado a la obtención de mejores producciones y máximas recuperaciones, usando la perforación y producción de pozos no convencionales, que ayuden a minimizar y contrarrestar las caídas de presión; es por eso que el uso de este tipo de pozos en la Cuenca de Chicontepec se ha convertido en una solución

viable, capaz de arrojar resultados alentadores, aún cuando los gastos de producción en este activo son bajos.

## **Recomendaciones**

1. El análisis de los pozos horizontales debe realizarse muy minuciosamente, para evitar errores que eleven los gastos, ya que resulta costoso el mantenimiento de éstos, pero si son usados de buena forma la rentabilidad es satisfactoria. En la Cuenca de Chicontepec se han realizado pruebas que han demostrado que la perforación y producción por medio de pozos horizontales es rentable.
2. Es importante conocer las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la Cuenca de Chicontepec, para poder realizar una mejor caracterización del yacimiento y el grado de error sea el mínimo posible, para que cuando se decida perforar un pozo horizontal se tenga la suficiente información, con el fin de poder desarrollarlo de la manera más adecuada posible.
3. El uso de los pozos horizontales minimiza los gastos de operación, como lo son la reducción de pozos en un campo, también aumentan la producción de la cuenca ya que por su alcance extendido se puede drenar mas área con un solo pozo; también se puede realizar contacto con diferentes intervalos.
4. La Cuenca de Chicontepec se ha caracterizado por la falta de información; es necesario realizar estudios más a fondo, como son: geológicos, geofísicos, petrofísicos y, de los fluidos provenientes del yacimiento, con la finalidad de describirlo mejor, para tener un adecuado entendimiento; cuando se decida perforar un pozo para ponerlo a producir, éste debe cumplir con su objetivo real, además, lo haga satisfactoriamente, cuyo fin es el levantamiento de los hidrocarburos a la superficie.

5. En los yacimientos turbidíticos de Chicontepec, el uso de los pozos horizontales puede ser una alternativa viable para la explotación de éstos, ya que por su baja permeabilidad y sus bajas presiones los pozos horizontales han demostrado dar un cambio continuo en la explotación de estos, mejorando las producciones y acercándolos a un promedio de 1100 barriles por día, lo que con un pozo convencional, por sus características se vuelve casi imposible. El conocimiento del ingeniero petrolero en la aplicación de la técnica de perforación y producción horizontal, juega un papel muy importante, ya que se necesita la experiencia y capacidad para poder tomar decisiones importantes que conlleven al mejoramiento de la producción de la Cuenca de Chicontepec.

## BIBLIOGRAFIA

1. M. en C. Santillán Piña Noé: "Paleo ambientes sedimentarios en las facies turbidíticas en la cuenca terciaria de Chicontepec, centro-oriente de México" Tesis UNAM (2009).
2. Edmundo Contreras Quintero, "Presentación de la AIPM", Delegación Tampico (2005).
3. Ing. Castro Herrera Israel: "Presentación de Caracterización Estática de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM (2008).
4. Aguiar Miguel B., Caballero Ángela M: "Seminario de Sistemas Tubidíticos" curso (2003-2004).
5. Engineering Encyclopedia, Saudi Aramco Desktop Standars (2010).
6. Página de internet de Pemex ([www.pemex.com](http://www.pemex.com)): Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Resultados, Retos y Perspectivas) (2010).
7. Ing. Rodolfo Camacho Velázquez, "Yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura", Gerencia de Tecnología de Explotación, Subdirección Técnica de Explotación, PEP (2009).
8. S.D. Joshi, Ph.D, "Horizontal Well Technology", Universidad de Tulsa, Pennwell Books (1991).
9. Dra. Ramírez Sabag Jetzabeth: "Productividad de Pozos" Facultad de Ingeniería.
10. Ing. Carrión Marcelo Gustavo: "Artículo Daño a la Formación" (2007).

11. A.M. Al-Otabi, E. Ozkan, "Interpretation of Skin Effect from Pressure Transient Test in Horizontal Wells", SPE Colorado School of Mines (2005).
12. Freddy H Escobar, Nestor F. Saavedra, Robin F. Aranda, "An Improved Correlation to Estimate Productivity Index in Horizontal Wells", SPE, University of Tulsa (2004).
13. Turhan Yildiz, Erdal Ozkan, "Influence of Areal Anisotropy on Horizontal Well Performance", SPE Istanbul Technical University, SPE University of Tulsa (1997).
14. Albertus Retnanto, Muhammad Yamin, "Impact of Completion Technique on Horizontal Well Productivity", SPE Schlumberger and Unocal Indonesia (1999).
15. S. D. Joshi, "Cost/Benefits of Horizontal Wells", SPE Joshi Technologies International, Inc (2003).
16. "Evaluación del Proyecto ATG", Laboratorios de Campo Poza Rica Veracruz Pemex Pep, (2009).
17. "Datos Geológicos del Campo Agua Fría", Pemex PEP, Laboratorios de Campo Poza Rica Veracruz Pemex, (2010).
18. Página de internet [http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related\\_normal&rel=1989785](http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related_normal&rel=1989785)

## LISTA DE FIGURAS

1. FIG 1.1 Histórico d Producción de la Cuenca de Chicontepec, <http://www.cnh.gob.mx/> Proyecto Aceite Terciario del Golfo primero revisión.
2. FIG 2.1 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec en la Republica Mexicana, “Evaluación del Proyecto ATG”, Laboratorios de Campo Poza Rica Veracruz Pemex Pep, (2009).
3. FIG 2.2 Provincias Geológicas de la Republica Mexicana, Edmundo Contreras Quintero, “Presentación de la AIPM”, delegación Tampico (2005).
4. FIG 2.3 Arquitectura de los canales turbidífticos, Miguel B. Aguiar, Ángela M. Caballero, “Seminario de Sistemas tubidífticos” curso (2003-2004).
5. FIG 2.4 Clasificación de las Turbiditas según Bouma, M. en C. Noé Santillán Piña, “Paleo ambientes sedimentarios en las facies turbidífticas en la cuenca terciaria de Chicontepec, centro-oriente de México” Tesis UNAM (2009).
6. FIG 2.5 Clasificación de las Facies Turbidífticas Propuestas por Mutti (1979), M. en C. Noé Santillán Piña, “Paleo ambientes sedimentarios en las facies turbidífticas en la cuenca terciaria de Chicontepec, centro-oriente de México” Tesis UNAM (2009).
7. FIG 2.6.1 Trampa Estratigráfica, Engineering Encyclopedia, Saudi Aramco Desktop Standars (2010).
8. FIG 2.6.2 Trampa Lenticular, Engineering Encyclopedia, Saudi Aramco Desktop Standars (2010).
9. FIG 2.6.3 Trampa Graduada de Forma Lateral, Engineering Encyclopedia, Saudi Aramco Desktop Standars (2010).
10. FIG 2.6.4 Trampa con Discordancia Angular, Engineering Encyclopedia, Saudi Aramco Desktop Standars (2010).



11. FIG 2.7.1 Aspecto de las Instalaciones en la Cuenca de Chicontepec (Proyecto ATG), Ing. Rodolfo Camacho Velázquez, “Yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura”, Gerencia de Tecnología de Explotación, Subdirección Técnica de Explotación, PEP (2009).
12. FIG 2.7.2 Gráfica comparativa de la producción nacional de aceite, Ing. Rodolfo Camacho Velázquez, “Yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura”, Gerencia de Tecnología de Explotación, Subdirección Técnica de Explotación, PEP (2009).
13. FIG 2.7.3 Sistema de mantenimiento de presión en la Cuenca de Chicontepec, Ing. Rodolfo Camacho Velázquez, “Yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura”, Gerencia de Tecnología de Explotación, Subdirección Técnica de Explotación, PEP (2009).
14. FIG 2.8.1 Diagrama de Fases, Página de internet  
[http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related\\_normal&rel=19897](http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related_normal&rel=19897)
15. FIG 2.8.2 Grafica relación de Solubilidad, Página de internet  
[http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related\\_normal&rel=1989785](http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related_normal&rel=1989785)
16. FIG 2.8.3 Grafica Factor de Volumen de Aceite, Página de internet  
[http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related\\_normal&rel=1989785](http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related_normal&rel=1989785)
17. FIG 2.8.4 Grafica del Comportamiento de la Viscosidad, Página de internet  
[http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related\\_normal&rel=1989785](http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related_normal&rel=1989785)
18. FIG 2.8.5 Yacimiento Bajo Saturado, Página de internet  
[http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related\\_normal&rel=19897](http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related_normal&rel=19897)
19. FIG 2.8.6 Yacimiento Saturado, Página de internet  
[http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related\\_normal&rel=1989785](http://www.slideshare.net/daviddesing/propiedades-de-los-fluidos-1997575?src=related_normal&rel=1989785)
20. FIG 2.10 Reservas 3p de la Cuenca de Chicontepec, Página de internet de Pemex ([www.pemex.com](http://www.pemex.com)): Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Resultados, Retos y Perspectivas) (2010).

21. FIG 3.1 Geometría y Características de un Pozo Horizontal, S.D. Joshi, Ph.D, "Horizontal Well Technology", Universidad de Tulsa, Pennwell Books (1991).
22. FIG 3.2 Configuración de 3 Pozos Horizontales, Datos Geológicos del Campo Agua Fría", Pemex PEP, Laboratorios de Campo Poza Rica Veracruz Pemex, (2010).
23. FIG 3.3.1 Sistema Integral de Producción, Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag, "Productividad de Pozos" Facultad de Ingeniería.
24. FIG 3.3.2 Muestra de Aceite Viscoso, "Evaluación del Proyecto ATG", Laboratorios de Campo Poza Rica Veracruz Pemex Pep, (2009).
25. FIG 3.3.3 Representación Gráfica del Comportamiento de presión, A.M. Al-Otabi, E. Ozkan, "Interpretation of Skin Effect from Pressure Transient Test in Horizontal Wells", SPE Colorado School of Mines (2005).
26. FIG 3.3.4 Fórmula para el cálculo del Índice de Productividad, Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag, "Productividad de Pozos" Facultad de Ingeniería.
27. FIG 3.4 Modelo Geométrico de un Pozo Horizontal, A.M. Al-Otabi, E. Ozkan, "Interpretation of Skin Effect from Pressure Transient Test in Horizontal Wells", SPE Colorado School of Mines (2005).
28. FIG 3.8.1 Terminación en Agujero Abierto, Albertus Retnanto, Muhammad Yamin, "Impact of Completion Technique on Horizontal Well Productivity", SPE Schlumberger and Unocal Indonesia (1999).
29. FIG 3.8.2 Terminación con Liner Ranurado, Albertus Retnanto, Muhammad Yamin, "Impact of Completion Technique on Horizontal Well Productivity", SPE Schlumberger and Unocal Indonesia (1999).
30. FIG 3.8.3 Terminación con Aislamientos Parciales, Albertus Retnanto, Muhammad Yamin, "Impact of Completion Technique on Horizontal Well Productivity", SPE Schlumberger and Unocal Indonesia (1999).
31. FIG 3.8.4 Terminación con Liner Ranurado y Cementado, Albertus Retnanto, Muhammad Yamin, "Impact of Completion Technique on Horizontal Well Productivity", SPE Schlumberger and Unocal Indonesia (1999).

32. FIG 4.2 Perspectivas de Producción de Chicontepec, Página de Internet <http://www.cnh.gob.mx/> Proyecto Aceite Terciario del Golfo primero revisión.
33. FIG 4.4 Flujo de Efectivo Neto y Acumulado después de impuestos (% de los ingresos), Página de Internet <http://www.cnh.gob.mx/> Proyecto Aceite Terciario del Golfo primero revisión.
34. FIG 5.1 Estado Mecánico del Pozo en estudio, “Datos Geológicos del Campo Agua Fría”, Pemex PEP, Laboratorios de Campo Poza Rica Veracruz Pemex, (2010).
35. FIG 5.2 Curva IPR del comportamiento de afluencia del pozo en estudio.

## NOMENCLATURA.

$P_{th}$	<i>Presión en la cabeza del pozo.</i>	$lb/pg^2$ .
$P_{est}$	<i>Presión en el estrangulador.</i>	$lb/pg^2$ .
$P_{sep}$	<i>Presión en el separador.</i>	$lb/pg^2$ .
$P_{wf}$	<i>Presión de fondo fluyendo.</i>	$lb/pg^2$ .
$P_{ws}$	<i>Presión de fondo estática.</i>	$lb/pg^2$ .
$\Delta P$	<i>Caída de presión.</i>	$lb/pg^2/ft$ .
$r_w$	<i>Radio de pozo.</i>	$pg$ .
$r_e$	<i>Radio de drenaje.</i>	$pg$ .
$q$	<i>Gasto.</i>	$BPD$ .
$q_{om\acute{a}x}$	<i>Gasto máximo del pozo.</i>	$BPD$ .
$J$	<i>Índice de Productividad.</i>	$BPD/pg^2$ .
$J_H$	<i>Índice de Productividad Horizontal.</i>	$BPD/pg^2$ .
$S$	<i>Factor de daño.</i>	$Adim.$
$k$	<i>Permeabilidad.</i>	$md$ .
$k_h$	<i>Permeabilidad horizontal.</i>	$md$ .
$h$	<i>Espesor.</i>	$ft$ .
$H$	<i>Espesor neto.</i>	$ft$ .
$B_o$	<i>Factor de volumen del aceite.</i>	$(B_l@cy/B_l@cs)$ .
$L$	<i>Longitud.</i>	$ft$ .

$r_s$	<i>Radio de la zona dañada.</i>	<i>pg.</i>
$k_s$	<i>Permeabilidad en la zona dañada.</i>	<i>md.</i>
$k_r$	<i>Permeabilidad efectiva.</i>	<i>md.</i>
$q_h$	<i>Gasto horizontal.</i>	<i>BPD.</i>
$t$	<i>Tiempo</i>	<i>Seg.</i>
$\mu$	<i>Viscosidad.</i>	<i>cp.</i>
$S_{hm}$	<i>Daño mecánico del pozo.</i>	<i>Adim.</i>
$P_D$	<i>Presión adimensional.</i>	<i>Adim.</i>
$t_D$	<i>Tiempo adimensional.</i>	<i>Adim.</i>
$\theta$	<i>Porosidad.</i>	<i>Adim.</i>
$S_p$	<i>Daño geométrico.</i>	<i>Adim.</i>
$S_d$	<i>Daño debido a una zona dañada.</i>	<i>Adim.</i>
$S_{dp}$	<i>Daño debido a la zona de compactación.</i>	<i>Adim.</i>
$D_q$	<i>Coefficiente de flujo no Darciano</i>	<i>Adim.</i>
$C_A$	<i>Factor de forma.</i>	<i>Adim.</i>
$x_e$	<i>Excentricidad del pozo.</i>	<i>Adim.</i>