

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“POZOS MULTILATERALES:  
RETO Y OPORTUNIDAD  
PARA LA EXPLOTACIÓN DE  
YACIMIENTOS COMPLEJOS”.**

**TESIS PROFESIONAL  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERA PETROLERA  
P R E S E N T A**

**ROCÍO DEL MAR LEÓN CONTRERAS**

DIRECTOR: **ING. MARIO BECERRA ZEPEDA.**  
CO-DIRECTOR: M. en I. **RAÚL LEÓN VENTURA.**



CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.,

2007



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.



FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-1312

**SRITA. ROCÍO DEL MAR LEÓN CONTRERAS**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Mario Becerra Zepeda y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**POZOS MULTILATERALES: RETO Y OPORTUNIDAD PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS COMPLEJOS**

**ÍNDICE**

**INTRODUCCIÓN**

**I EL DESARROLLO DE CAMPOS EN MÉXICO**

**II ANÁLISIS COMPARATIVO DE POZOS**

**III POZOS MULTILATERALES EN EL DESARROLLO DE CAMPOS**

**IV EJEMPLO DE APLICACIÓN**

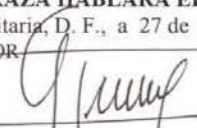
**CONCLUSIONES**

**BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., a 27 de octubre de 2006  
EL DIRECTOR

  
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO  
GFB\*JAGC\*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Tesis:

“POZOS MULTILATERALES: RETO Y OPORTUNIDAD PARA LA  
EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS COMPLEJOS”.

Presentada por:

LÉON CONTRERAS ROCÍO DEL MAR.

Dirigida por:

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA.

**Jurado:**

Presidente:

ING. MANUEL J. VILLAMAR VIGUERAS.

Vocal:

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA.

Secretario:

ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.

1er. Suplente:

M. en C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ.

2do. Suplente:

M. en I. JOSÉ MANUEL REYES AGUIRRE.

## *AGRADECIMIENTOS*

### *A DIOS...*

*Por permitirme llegar al final de un largo camino, sabiendo con certeza que es el principio de otro.*

### *A MIS PADRES...*

*Por su amor, comprensión, amistad sincera, leal y desinteresada; pero sobretodo, por la educación que día con día me han inculcado; que más podría decirles o expresarles si por ellos fui, soy y seré.*

### *A MIS HERMANOS...*

*Por su cariño y amor fraterno, por sus consejos y regaños, por los momentos invaluableles que hemos compartido, ya que sin ellos qué sería de mi vida.*

### *A MI NOVIO VICK...*

*Por su cariño incalculable, por su apoyo y consejos en los momentos de desesperación, por el compartir fracasos como éxitos, por lo que fue y será.*

### *A MIS PROFESORES...*

*Por sus conocimientos transmitidos, ya que sin estos no hubiera aprendido a valorar lo interesante de mi profesión.*

### *A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS...*

*Por que los considero como parte de mi familia, ya que juntos compartimos alegrías y tristezas, y vencimos los obstáculos que día con día conllevaba el ser estudiante.*

### *A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO...*

*Por permitirme ser parte de una generación llena de satisfacciones tanto profesionales como culturales, por lo que siempre será "Mi Alma Mater".*

# ***ÍNDICE***

---

|  |     |
|--|-----|
| <b>INTRODUCCIÓN</b>  | i   |
| <br>   |     |
| <b>CAPÍTULO I</b>  |     |
| <b>EL DESARROLLO DE CAMPOS EN MÉXICO</b>                                     |     |
| <i>I.1 PROCESO O ETAPAS EN LA VIDA DEL YACIMIENTO</i>                        | 1   |
| a) <i>EXPLORACIÓN</i>  | 2   |
| b) <i>INGENIERÍA DE YACIMIENTOS</i>  | 3   |
| c) <i>INGENIERÍA DE PERFORACIÓN</i>  | 3   |
| d) <i>INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN</i>   | 5   |
| <i>I.2 CAMPO POZA RICA (REGIÓN NORTE)</i>                                    | 9   |
| <i>I.3 CAMPO JUJO TECOMINOACÁN (REGIÓN SUR)</i>                              | 11  |
| <i>I.4 COMPLEJO CANTARELL (REGIÓN MARINA NORESTE)</i>                        | 12  |
| <i>I.5 COMPLEJO ABKATÚN-POL-CHUC (REGIÓN MARINA SUROESTE)</i>                | 14  |
| <br>   |     |
| <b>CAPÍTULO II</b>   |     |
| <b>ANÁLISIS COMPARATIVO DE POZOS</b>   |     |
| <i>II.1 POZOS VERTICALES</i>   | 17  |
| <i>II.2 POZOS DIRECCIONALES</i>  | 18  |
| <i>II.3 POZOS HORIZONTALES</i>   | 25  |
| <i>II.4 POZOS MULTILATERALES</i>   | 28  |
| <i>II.5 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN</i>                                      | 32  |
| <i>II.6 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE POZOS CONVENCIONALES Y MULTILATERALES</i> | 42  |
| <br>   |     |
| <b>CAPÍTULO III</b>  |     |
| <b>POZOS MULTILATERALES EN EL DESARROLLO DE CAMPOS</b>                       |     |
| <i>III.1 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES</i>                       | 45  |
| <i>III.2 APLICACIÓN DE LA GEOMECÁNICA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS</i>         | 49  |
| <i>III.3 PRIMER POZO MULTILATERAL EN MÉXICO</i>                              | 52  |
| <br>   |     |
| <b>CAPÍTULO IV</b>   |     |
| <b>EJEMPLO DE APLICACIÓN</b>   |     |
| <i>IV.1 EJEMPLO DE APLICACIÓN</i>  | 56  |
| <br>   |     |
| <b>CONCLUSIONES</b>  | 99  |
| <br>   |     |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>  | 101 |

# ***INTRODUCCIÓN***

---



Uno de los motivos primordiales que ha impulsado a la humanidad a través de la historia, ha sido procurarse de recursos materiales y energéticos que le permitan satisfacer sus necesidades fundamentales y hacer más placentera su breve estadía en el mundo. Así, el hombre ha llegado a dominar el manejo de algunas formas de energía, entre las que destaca la obtenida de los hidrocarburos. Este tipo de energía, cubre alrededor del 40% del consumo mundial, cifra que convierte al petróleo en la principal fuente de energéticos, por lo cual se requiere incrementar las reservas, ya sea mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos o mejorando sustancialmente el desarrollo de los campos en explotación.

Un problema significativo en la explotación de los campos es la dificultad para llegar a los objetivos productores de hidrocarburos ya que se encuentran localizados en zonas de difícil acceso, por ejemplo: en campos costa fuera, zonas urbanas y observaciones naturales; lo cual ha orillado a la industria a desarrollar tecnología que permita realizar operaciones de forma segura, eficiente y económica.

Como una operación de remedio, hace algunas décadas, surge la tecnología de perforación direccional, desarrollándose de tal manera que ahora se considera una herramienta muy valiosa para la optimización de la explotación de yacimientos y comprende aspectos tales como la tecnología de pozos horizontales y multilaterales.

Dentro del desarrollo más reciente en la perforación de pozos, se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal, la cual se utiliza cuando se desean incrementar los factores de recuperación, mejorar la productividad de los pozos y reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, siendo una buena alternativa para optimizar la explotación de los yacimientos.

Hoy en día, tanto la perforación horizontal como la multilateral, están enfocadas para su aplicación en la perforación de nuevos objetivos de un yacimiento, explotados a través de pozos convencionales. Esto sustenta, que la productividad de los pozos se incrementará dependiendo de la complejidad de los mismos.

Así, el objetivo principal de este trabajo es establecer la estrategia de implementación de una nueva tecnología: la perforación de pozos multilaterales, para obtener con ello incrementos de los factores de recuperación y un desarrollo óptimo de los campos petroleros; mostrando su metodología para la explotación de los mismos, identificando los problemas y beneficios que trae consigo, así como el de realizar un análisis comparativo entre éstos y los pozos convencionales.

Para finalizar, cabe mencionar que el proceso de optimizar el desarrollo y/o explotación de un campo, debe resultar de la toma de decisiones de dónde, cuándo y cómo debería ser aplicada cualquier tecnología, así como considerar cuál es la manera de asegurar la mayor probabilidad de éxito.

# ***CAPÍTULO I***

---

## ***EL DESARROLLO DE CAMPOS EN MÉXICO***

---

## I.1 PROCESO O ETAPAS EN LA VIDA DEL YACIMIENTO

La incorporación de reservas, el descubrimiento de nuevos yacimientos potenciales o el desarrollo de la explotación de campos, requiere de un proceso, el cual consta de diferentes subprocesos o etapas, que exigen la existencia de suficiente sinergia entre cada una de las diferentes áreas involucradas en un proyecto, tales como: geología, geofísica, perforación, registros de pozos, comportamiento de pozos, mecanismos de recuperación, comportamiento PVT de los fluidos, operaciones de producción, ingeniería de instalaciones, análisis económico, decisiones estratégicas, protección ambiental, entre otras.

Desde el punto de vista rigurosamente técnico, el desarrollo de campos puede considerarse como: el conjunto de decisiones y operaciones mediante el cual, a un yacimiento petrolífero se le identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción, esto es, desde su descubrimiento, pasando por su explotación, hasta su abandono (Figura I.1).



**FIGURA I.1 ETAPAS EN LA VIDA DEL YACIMIENTO.**

A continuación, se explica brevemente cada etapa de la vida de un yacimiento:

**a) EXPLORACIÓN**

- Reconocimiento superficial de zonas probables.

En esta etapa se recopila, valida y clasifica la información de muestras de rocas de afloramientos donde ha habido manifestaciones de hidrocarburos con cierto interés económico.

- Realización de estudios sismológicos de la zona.

El objetivo de estos estudios, es realizar un análisis interno de la Tierra que es la base de la prospección petrolera.

- Localización de las áreas potenciales de almacenamiento de hidrocarburos.

Una vez realizado, tanto el reconocimiento superficial como los estudios sismológicos de la zona en estudio, se puede realizar una localización aproximada de las áreas de interés, tomando en cuenta: trampas, fallas estratigráficas y estructurales, entre otros.

- Perforación de pozos exploratorios.

Cuando se tiene un área potencial localizada, el siguiente paso es perforar pozos llamados exploratorios, con el propósito de caracterizar el posible yacimiento, obteniendo datos como: tipo de litología, propiedades de roca y fluidos, columna estratigráfica, entre otros; pudiendo con ello realizar una comparación con pozos vecinos para iniciar el estudio de explotación del mismo.

### ***b) INGENIERÍA DE YACIMIENTOS***

- Evaluación técnico – económica para el desarrollo total del campo.

Con base en las dimensiones y volúmenes del campo, se debe realizar un estudio en el que se involucre la tecnología disponible para su desarrollo así como los costos que tendrá para poder conocer si el proyecto en estudio será rentable.

- Caracterización y evaluación de la formación productora, a través del análisis del comportamiento de la producción y presión de los primeros pozos.

Con el análisis e interpretación de dichas pruebas, se pueden definir las condiciones de productividad y características pozo-yacimiento, tales como: capacidad de flujo de la formación productora, permeabilidad, presencia de discontinuidades lineales, factor de daño, presión promedio, gastos de producción por pozo, entre otros.

- Simulación del yacimiento para definir las estrategias de explotación más rentables.

En la simulación de yacimientos, se obtienen algoritmos que deben ser programados para desarrollar una herramienta que sea capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de explotación; reduciendo el riesgo asociado a la elección del plan de explotación y por tanto, minimiza los flujos de efectivo negativos.

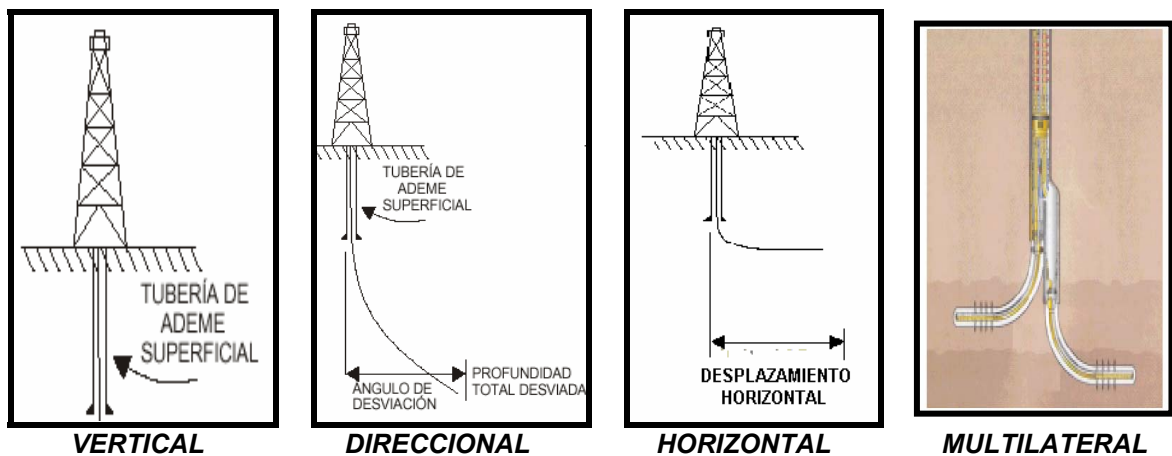
### ***c) INGENIERÍA DE PERFORACIÓN***

La perforación de un pozo en tierra o mar consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento.

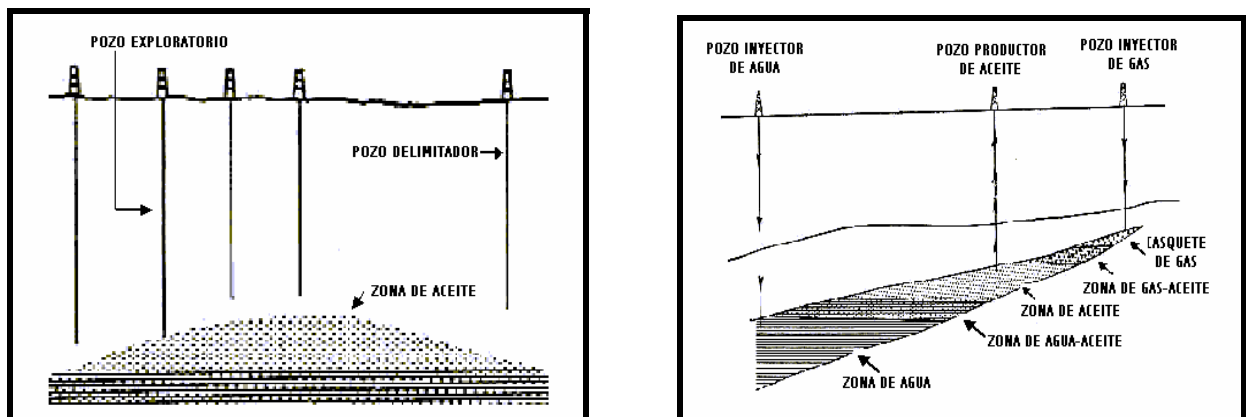
Existen diferentes tipos de pozos, los cuales están clasificados de acuerdo a su forma y a su función (Tabla I.1 y Figuras I.2 y I.3).

**TABLA I.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS.**

| <b>POR SU FORMA</b> | <b>POR SU FUNCIÓN</b> |
|---------------------|-----------------------|
| Verticales          | Exploratorios         |
| Direccionales       | Delimitadores         |
| Horizontales        | De desarrollo         |
| Multilaterales      | Inyectores            |



**FIGURA I.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS POR SU FORMA.**



**FIGURA I.3 CLASIFICACIÓN DE POZOS POR SU FUNCIÓN.**

#### d) INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Una vez concluida la perforación del pozo, se inicia la etapa de producción, para ello se introduce una tubería a través de la cual se extraen los hidrocarburos a la superficie y es dirigido a una central de separación (batería), de ahí a las tuberías para su refinación o su venta (Figura I.4).

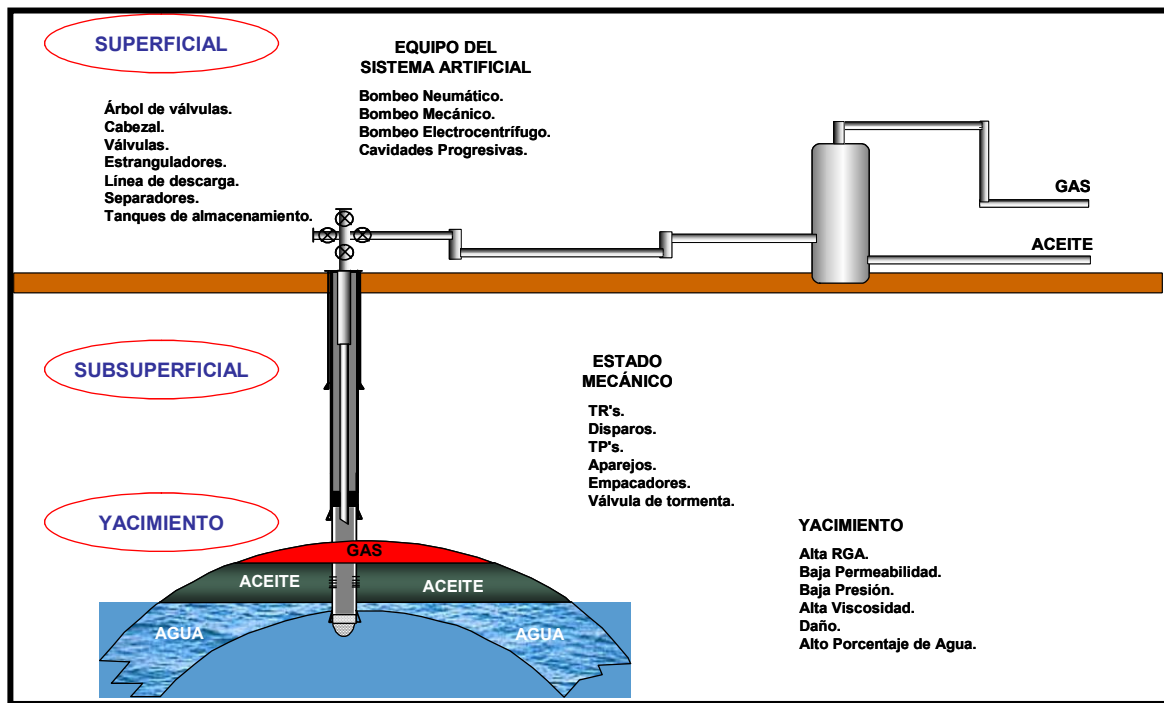


FIGURA I.4 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.

Los pozos productores se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Pozos fluentes.** Son aquellos que por energía propia del yacimiento los hidrocarburos fluyen hasta las centrales de separación.
- **Pozos con sistemas artificiales de producción.** Son aquellos cuando la presión no es suficiente para que fluyan por si solos y requieren adición de energía.



En esta etapa se observan los *Métodos primarios de recuperación* (Figura I.5), en donde la recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento, tales como:

- Empuje por la expansión del sistema roca – fluidos.
- Empuje por gas en solución.
- Empuje por casquete gaseoso.
- Empuje por entrada de agua.
- Empuje por segregación gravitacional.
- Combinación de empujes.
- Sistemas Artificiales de Producción (SAP):
  - Bombeo Mecánico.
  - Bombeo Neumático (continuo o intermitente).
  - Bombeo Electrocentrífugo.
  - Bombeo de Cavidades Progresivas.

Es relevante mencionar, que el comportamiento primario de los yacimientos de aceite y gas está regido por: la viscosidad de los fluidos, la gravedad y las fuerzas capilares.

El yacimiento es caracterizado por: la variación en la presión, el ritmo de producción, la relación gas/aceite y agua/aceite, la entrada de agua del acuífero y la expansión del casquete gaseoso.

También se cuenta con los *Métodos secundarios de recuperación* (Figura I.5), en donde la recuperación del aceite se obtiene mediante el incremento de la energía natural mediante la acción de fluidos, de cierto mecanismo o de ambos; dejando atrás desde una tercera parte hasta la mitad o más del aceite original. Estos métodos incluyen:

- Inyección de agua.
- Inyección de gas.

Cabe mencionar, que el éxito de todo proyecto de recuperación secundaria, depende, además del buen conocimiento de las características de las rocas y de los fluidos del yacimiento, de una operación eficiente en el tratamiento del agua de inyección y sobre todo, de una manera significativa, del control integral del proceso en los sistemas:

- Instalaciones superficiales de inyección.
- Pozos inyectoros.
- Yacimientos.
- Pozos productores.
- Instalaciones superficiales de producción.

Por otro lado, cuando las recuperaciones comienzan a disminuir, tanto en los métodos primarios o naturales y secundarios, es justificable hablar de un tercer método llamado *Terciario o de recuperación mejorada* (Figura I.5).

La meta de los procesos de recuperación mejorada es producir el aceite residual desde todo el yacimiento. Esto es llevado a cabo mediante el mejoramiento del desplazamiento microscópico del aceite y las eficiencias de barrido volumétrico. Las eficiencias de desplazamiento del aceite son incrementadas mediante la reducción de la viscosidad (métodos térmicos) o reduciendo las fuerzas capilares o de tensión interfacial (métodos químicos). La eficiencia de barrido volumétrico es mejorada disminuyendo la movilidad del agua desplazante (inyección de polímeros). Estos métodos pueden ser:

- Métodos Térmicos
  - Estimulación con vapor.
  - Inyección de vapor.
  - Combustión in situ.

- Métodos Miscibles.
  - Inundación con miscibles de hidrocarburo: bache de LPG, gas enriquecido, empuje de gas a alta presión.
  - Inyección de bióxido de carbono.
  - Inyección de Nitrógeno y gas de combustión.
- Métodos Químicos.
  - Inyección de polímeros.
  - Inyección de surfactantes-polímeros, micelar-polímero o inyección de microemulsión.
  - Inyección cáustica o alcalina.

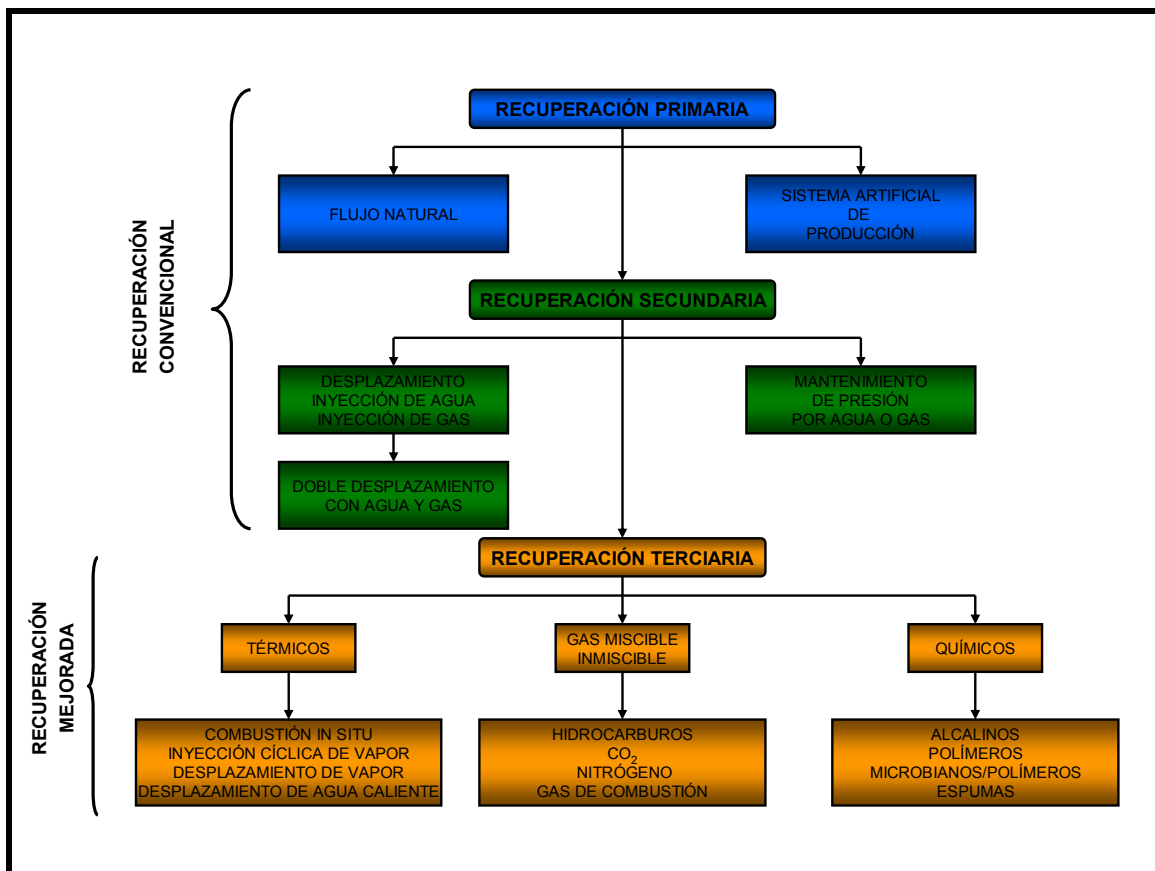


FIGURA I.5 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

Así, el empleo de este proceso o etapas de desarrollo de la explotación de yacimientos petroleros, se inició en México a mediados de la década de los 80's, cuando se empezó a incursionar en proyectos de gran importancia, entre los que destacan: en la Región Marina Noreste, el proyecto Cantarell, referente a la optimización de las instalaciones superficiales de producción; y en la Región Marina Suroeste, el proyecto Abkatún-Pol-Chuc, para la aplicación de un proceso de recuperación secundaria con inyección de agua.

La integración de grupos multidisciplinarios, con el objetivo de revisar las condiciones de explotación de los principales yacimientos en explotación, se remonta a varias décadas atrás. Es importante citar el campo Poza Rica, en la Región Norte, que en los años sesenta fue estudiado para mejorar su explotación por medio de grupos de trabajo, que si bien no estaban integrados, pueden considerarse como un primer esfuerzo para la modificación de un sistema de inyección de agua en este campo, para mejorar así la explotación de dicho yacimiento.

Ejemplos como los que se citaron, existen muchos que pudieran ser descritos con mayor detalle; a continuación se realiza una breve descripción del desarrollo de campos que en diferentes épocas fueron o son la columna vertebral de la industria petrolera mexicana.

## **I.2 CAMPO POZA RICA (REGIÓN NORTE)**

El campo Poza Rica fue descubierto en Mayo de 1930, siendo el primer yacimiento gigante descubierto en México y durante muchos años, en las décadas de los 40, 50 y 60's, constituyó el pilar de la producción nacional de petróleo. Alcanzó su máxima producción en el año 1951 con un total de casi 150 mil barriles diarios de petróleo.

El campo pertenece al Activo Integral Poza Rica – Altamira en la Región Norte. Está localizado en el Este de México Central, en el estado de Veracruz (Figura I.6).



**FIGURA I.6 CAMPO POZA RICA LOCALIZADO EN POZA RICA, VERACRUZ.**

El campo cubre un área de 104 kilómetros cuadrados; 831 pozos han sido perforados, de los cuales 305 están produciendo. Se trata de un yacimiento complejo, con diversos mecanismos de empuje, como son: entrada natural de agua en su porción noroeste, expansión de un casquete gaseoso en el área suroeste, segregación gravitacional en la parte media, pero el principal mecanismo de producción fue la expansión del sistema roca-fluido, por lo que se hizo necesario adicionar energía al yacimiento a través de un proceso de mantenimiento de presión con inyección de agua, que se inició en Marzo de 1952 a través de 28 pozos distribuidos irregularmente en el yacimiento.

Aún cuando se logró inyectar un máximo de 200 mil barriles diarios de agua, con un promedio de 125 mil barriles diarios, existieron regionalmente fuertes desbalances entre los fluidos inyectados y los producidos, lo que trajo como consecuencia el decremento de la presión y la lógica disminución de la producción de aceite, que para 1961 se había reducido a 60 mil barriles diarios, lo que significaba una declinación del 6% anual; esto hizo prever que no se alcanzaría el objetivo deseado, problema que obligó a adoptar un nuevo sistema de inyección de agua al yacimiento.

Esta modificación empezó a operar en Mayo de 1962 con la inyección a través de dos líneas, complementadas posteriormente con algunos pozos dispersos localizados en las áreas de mayor extracción, a través de las cuales se inyectó un promedio diario de 200 mil barriles.

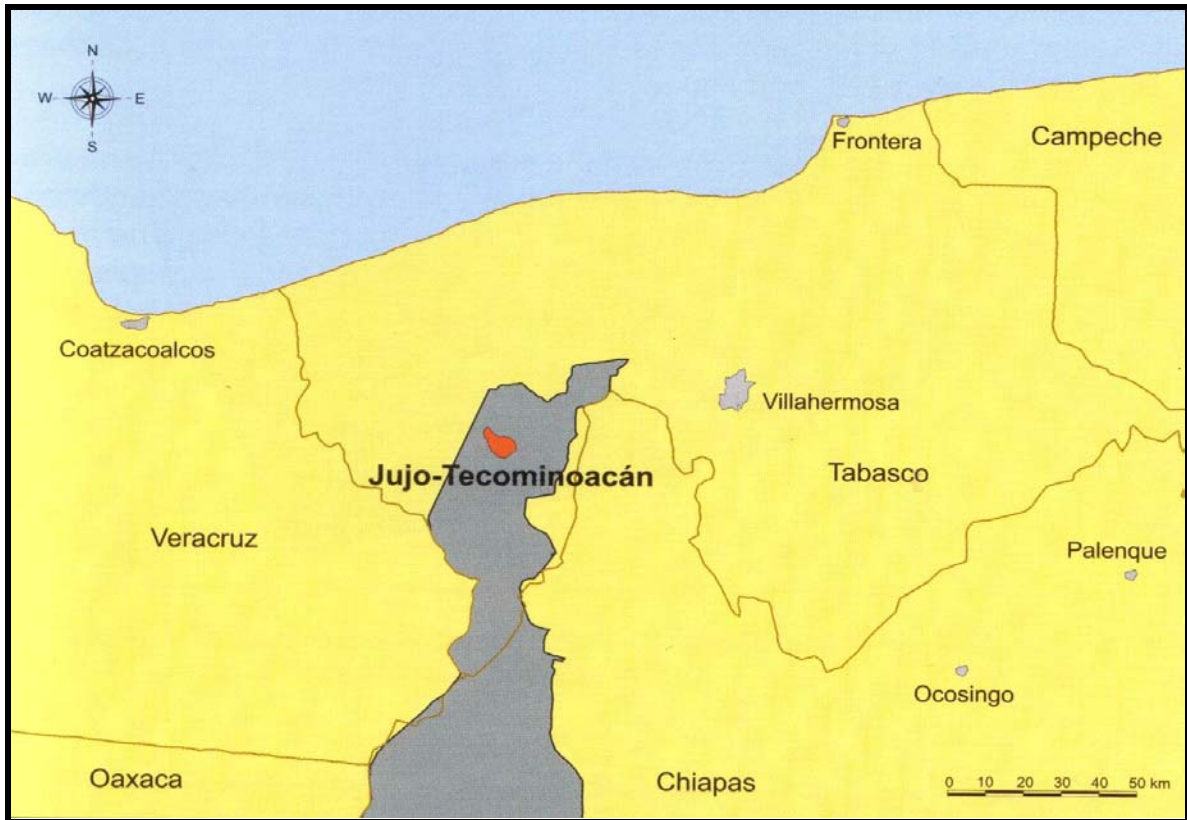
Los resultados obtenidos mediante estas modificaciones se consideran excelentes; aseveración que se sustenta en la historia de producción, en la cual se puede observar que a escasos tres años de haberse realizado la modificación del sistema de inyección, la producción de petróleo se incrementó de un mínimo de 43 mil barriles diarios, a un promedio de 65 mil barriles diarios, o sea que se tuvo un incremento de poco más del 50%.

En 1973 se volvió a revisar el sistema y se determinó que al ritmo de inyección que se llevaba, el tiempo de barrido sería de 38 años más, lapso que se estimó excesivo, por lo que para acelerar la explotación del yacimiento y así contribuir a satisfacer la demanda del país en materia de energéticos, se realizaron las predicciones del comportamiento del mismo, bajo regímenes de inyección más intensos, a fin de reducir el tiempo total de barrido a 15 ó 20 años.

En Diciembre de 1998 fueron inyectados 36,157 barriles de agua por día, a través de 20 pozos inyectoros. Hoy en día, 305 pozos están en producción, de los cuales 247 están operando continuamente y 58 operan intermitentemente. La producción diaria es de 16.7 miles de barriles de aceite y 17.1 millones de pies cúbicos de gas natural.

### **I.3 CAMPO JUJO TECOMINOACÁN (REGIÓN SUR)**

Jujo-Teconominoacán es uno de los campos del Activo Integral Bellota – Jujo de la Región Sur, y está localizado a 63 kilómetros al Suroeste de Villahermosa, Tabasco (Figura I.7).



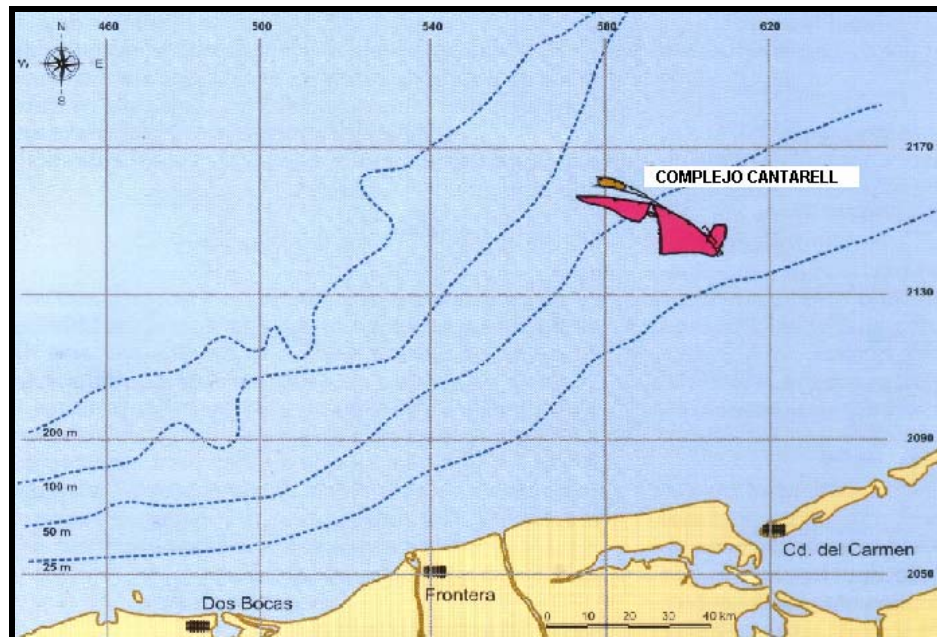
**FIGURA I.7 CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN LOCALIZADO AL SUROESTE DE VILLAHERMOSA, TABASCO.**

El campo es el segundo más importante productor de aceite en la Región Sur y el octavo más importante en México. Cubre un área de 74 kilómetros cuadrados y contiene 100 pozos perforados, 49 de los cuales están produciendo continuamente. La producción promedio en Diciembre de 1998 fue de 95.3 miles de barriles de aceite y 124 millones de pies cúbicos de gas natural.

#### **I.4 COMPLEJO CANTARELL (REGIÓN MARINA NORESTE)**

El yacimiento más importante de México es, sin lugar a dudas, el Complejo Cantarell, no únicamente por su nivel de producción, sino también por el volumen de reservas de petróleo que contiene y que lo clasifican como un yacimiento gigante. Esto ha originado que constantemente esté siendo monitoreado y se realicen estudios sobre su comportamiento.

El complejo Cantarell está localizado sobre la plataforma continental del Golfo de México, a lo largo de las costas de Tabasco y Campeche, aproximadamente 75 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua de 35 a 50 metros (Figura I.8).



**FIGURA I.8 COMPLEJO CANTARELL LOCALIZADO AL NOROESTE DE CIUDAD DEL CARMEN, CAMPECHE.**

Está constituido por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz localizados en la provincia geológica marina de Coatzacoalcos. Los cuatro campos se extienden sobre un área de 162 kilómetros cuadrados donde 211 pozos han sido perforados, 174 de los cuales están en producción continua.

En uno de estos estudios realizados hacia finales de 1989, se demostró que la producción de crudo comenzaría a declinar a partir de 1992, por lo que era urgente y necesario establecer algunas líneas de acción, ya sea suministrando energía adicional al yacimiento o, bien, mejorando las condiciones de operación de los pozos. El estudio mostró que la opción más rentable para mantener la plataforma diaria de producción de 1.2 millones de barriles cuando menos hasta 1996, era reducir la contrapresión a los pozos a través de la optimización de las instalaciones de producción, asimismo perforar pozos adicionales en áreas que no habían sido completamente desarrolladas.



Los puntos estudiados en este proyecto fueron:

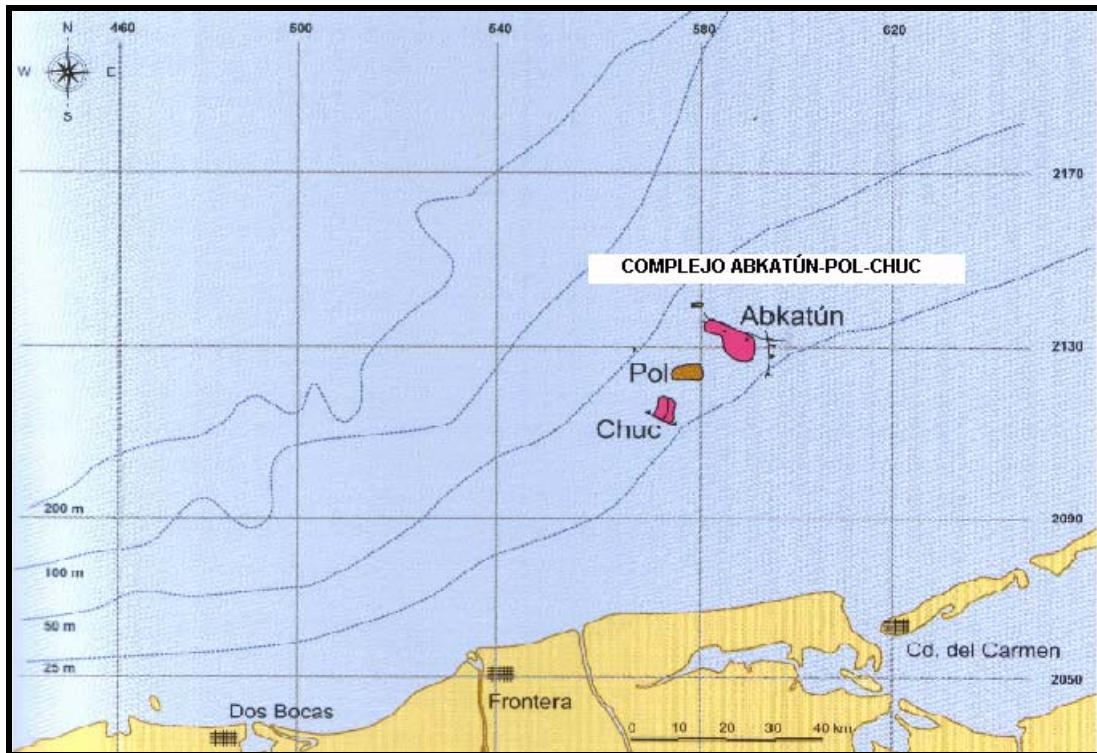
- Akal-Nohoch: mantener durante el mayor tiempo posible una producción de un millón de barriles de aceite por día.
- Campo Kutz: desarrollarlo y explotarlo.
- Campo Chac: desarrollarlo y explotarlo.
- Transporte de aceite a Dos Bocas: garantizar el manejo de los hidrocarburos líquidos que se producen en la Sonda de Campeche, con la mayor flexibilidad, seguridad y economía.
- Manejo integral del gas: aprovechar óptimamente el gas asociado que se produce de los campos marinos en la Sonda de Campeche.

Las obras realizadas permitieron mejorar las condiciones de operación de los pozos, obteniendo una producción superior a la definida por las pruebas puntuales de presión - producción, también pudieron reducirse los costos al optimizar los tiempos de implementación de las modificaciones a las instalaciones.

## **I.5 COMPLEJO ABKATÚN-POL-CHUC (REGIÓN MARINA SUROESTE)**

Este complejo está integrado por tres campos: Abkatún, Pol y Chuc, los cuales tienen un acuífero común; el cual es de gran importancia en México. También por su trascendencia, ha sido uno de los complejos en los que el monitoreo de su comportamiento ha sido constante y se han realizado un sinnúmero de estudios encauzados a mejorar la explotación económica de los yacimientos de acuerdo con las condiciones cambiantes de los mismos.

Pertenece al Activo Integral del mismo nombre de la Región Marina Suroeste. Está localizado en la plataforma continental del Golfo de México, a 86 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua de aproximadamente 30 metros (Figura I.9).



**FIGURA I.9 COMPLEJO ABKATÚN-POL-CHUC LOCALIZADO AL NORESTE DE CIUDAD DEL CARMEN, CAMPECHE.**

Estos son yacimientos de aceite negro con manejo de agua que produce aceite ligero con densidades de 28 a 32 grados API.

El campo cubre un área de 198 kilómetros cuadrados. Hoy en día, 181 pozos han sido perforados, de los cuales 72 están aún produciendo de forma continua.

Precisamente, como resultado de estudios de ingeniería de yacimientos, surgió la necesidad de suministrarles energía adicional, dado que la actividad del acuífero no era suficiente para mantener la presión de los yacimientos y, consecuentemente, se preveía una reducción drástica en la producción de aceite. Con cierta referencia, se caracterizó, además de los tres yacimientos, toda el área circundante, así como el acuífero, con el fin de conocer la continuidad y características de la formación en este último y con ello determinar el área más adecuada para la inyección.

Se realizaron análisis y estudios para definir el tipo de fluido a inyectar, volúmenes de inyección, número necesario de pozos inyectoros, plataformas de inyección, terminación de los pozos inyectoros, presión de inyección, tratamiento del agua, diseño de las instalaciones de tratamiento e inyección, etc., así mismo se efectuaron las predicciones del comportamiento del yacimiento sometido al proceso de mantenimiento de presión bajo diversos esquemas de explotación, todo bajo un punto de vista económico.

Lo anterior dio lugar a un proyecto muy ambicioso de inyección de agua, cuya implementación se llevó a cabo entre los años 1985-1989 e inició su operación en Marzo de 1991, con el objetivo bien delineado de mantener una producción diaria de aceite de 500 mil barriles hasta el año de 1995, mediante la inyección continua de 720 mil barriles diarios de agua de mar.

Con esto; en Diciembre de 1998, la producción diaria promedio fue de 417, 600 barriles de aceite y 460.8 billones de pies cúbicos de gas natural. Al 1 de Enero de 1999, se han producido 3.209 billones de barriles de aceite y 2,814 billones de pies cúbicos de gas natural.

## ***CAPÍTULO II***

---

### ***ANÁLISIS COMPARATIVO DE POZOS***

---

Como se puede observar, un aspecto de gran trascendencia es el tipo de pozos con el que se desea explotar un campo; ya que finalmente los pozos representan el conducto mediante el cual se llevan los fluidos del yacimiento a la superficie y de acuerdo a los mismos se puede optimizar la producción, reduciendo tanto los costos como riesgos ambientales, entre otros.

A continuación, con el fin de familiarizarnos con las diferentes tecnologías para la perforación de pozos, se presentarán: las definiciones y aplicaciones tanto de pozos convencionales como de los multilaterales, la metodología para evaluar sus producciones y por último se mostrará un análisis comparativo entre ellos.

## **II.1 POZOS VERTICALES**

La perforación de pozos verticales es considerada como un proceso unidimensional de penetrar la tierra con la barrena a determinada profundidad.

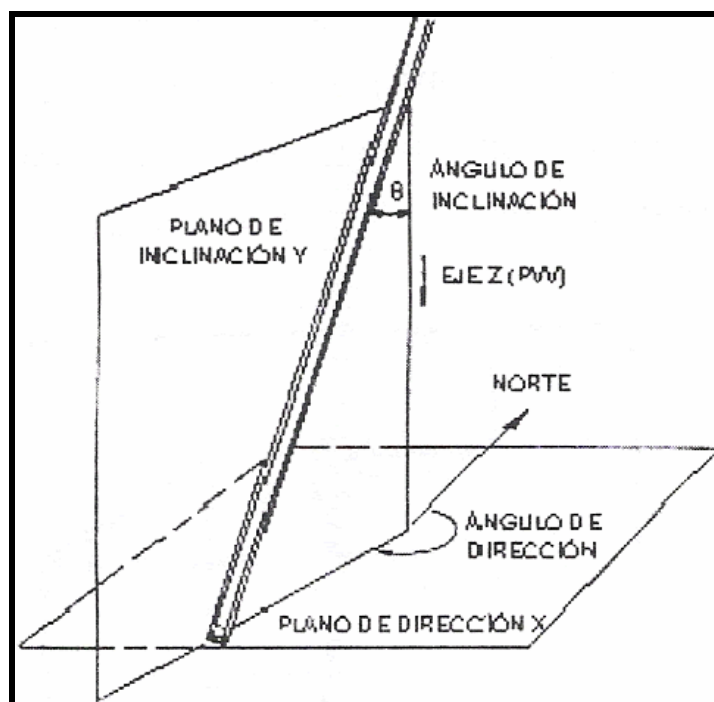
Se sabe que un pozo vertical no es del todo vertical, sino que conforme la barrena penetra la formación, debido a la dureza de la misma; se desvía o técnicamente se puede realizar la desviación por interés económico.

Por esto mismo, la mayoría de las veces se hace a un lado la definición de pozo vertical, haciendo énfasis a la tecnología de los pozos direccionales.

En el pasado la mayoría de los pozos perforados fueron verticales. Sin embargo, a medida que aumentó la explotación petrolera, se desarrolló la perforación de pozos direccionales, con los principales objetivos de reducir costos y el impacto ambiental. Cuando se planea la perforación de pozos a partir de una misma plataforma (terrestre o marina), generalmente el primer pozo es vertical y todos los demás son direccionales.

## II.2 POZOS DIRECCIONALES

La perforación direccional es un proceso tridimensional, o sea; la barrena no solo penetra verticalmente, sino que se desvía (intencionalmente o no) hacia los planos X-Y (Figura II.1). El plano X se define como el plano de dirección y el Y como el de inclinación. Los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos X y Y son llamados ángulos de dirección y de inclinación, respectivamente.



**FIGURA II.1 PLANOS DE INCLINACIÓN Y DIRECCIÓN EN UN POZO DIRECCIONAL.**

Los pozos direccionales, de acuerdo a su objetivo planteado en el desarrollo de la explotación de un yacimiento, pueden ser de diferentes tipos:

**Tipo I:** El pozo se planea de modo que la desviación inicial se obtenga a poca profundidad. El ángulo de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo (Figura II.2).

Esta configuración se usa principalmente para pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción está en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento. Se usa también para perforar pozos más profundos en los que se requiere mucho desplazamiento lateral.

**Tipo II.** Es el pozo de configuración en “S”. La desviación se inicia también cerca de la superficie. La inclinación se mantiene, lo mismo que en el Tipo I, hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llegar al objetivo (Figura II.2).

Esta configuración, que puede traer consigo algunos problemas, se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

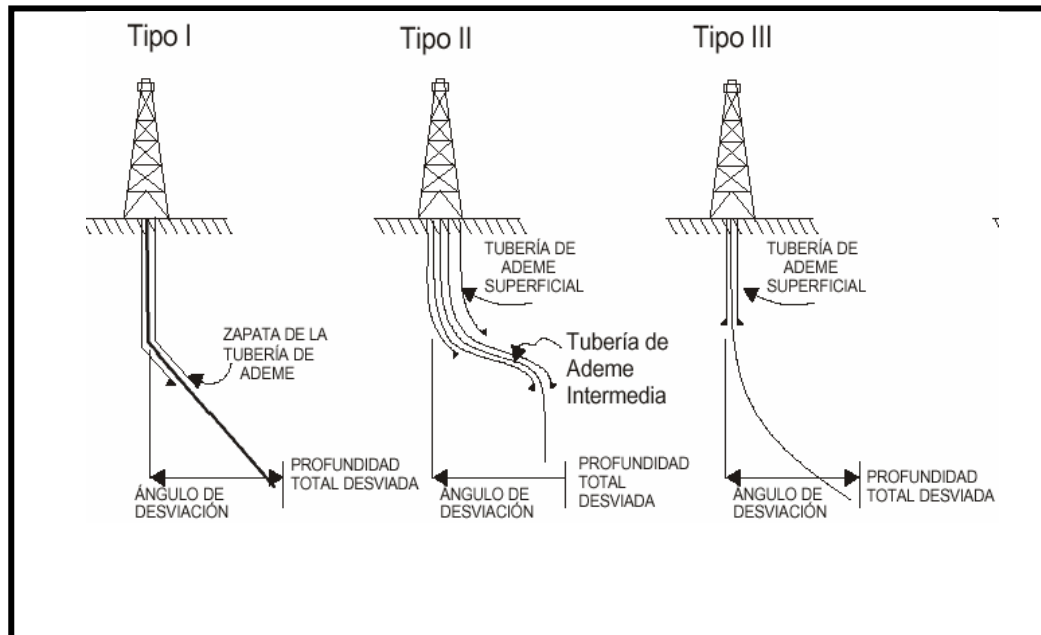
**Tipo III.** La desviación se comienza bien debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo (Figura II.2).

Esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como las de perforación a través de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera reperforar o reubicar la sección inferior del pozo.

Los pozos direccionales también tienen diferentes aplicaciones, las cuales se describen a continuación:

- **Desviación Lateral y Enderezamiento.**

Se usa primordialmente para solventar dos problemas: el de apartarse de una obstrucción desviando el pozo o el de enderezar el pozo si éste se ha torcido (Figura II.3).



**FIGURA II.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.**

- **Varios Pozos desde Estructuras Artificiales.**

La aplicación actual más común de los métodos de desviación es en la perforación costafuera, ya que permite perforar un número óptimo de pozos desde la misma plataforma o isla artificial. Esa operación simplifica notablemente las redes de recolección y los sistemas de producción, factores que gobiernan la viabilidad económica de la industria costafuera (Figura II.3).

- **Perforación en Fallas Geológicas.**

Otra aplicación de la perforación direccional consiste en el control de fallas geológicas. El pozo se desvía a través de la falla o en paralelo con ella para obtener mayor producción. Así se elimina el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, lo que puede ocasionar el deslizamiento y el cizallamiento de las sartas revestidoras (Figura II.3).

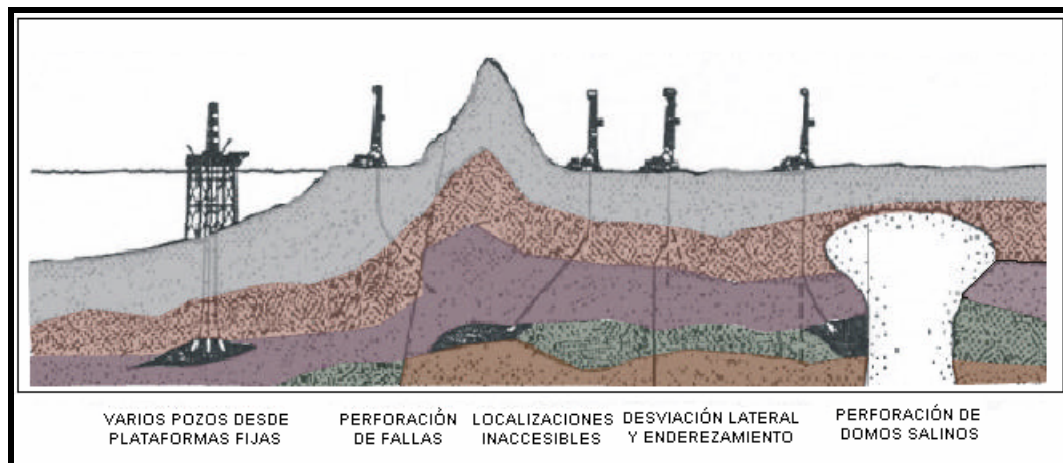


- **Localizaciones Inaccesibles.**

Los mismos métodos se aplican cuando la localización inaccesible de un intervalo productor dicta la necesidad de situar el equipo de perforación a distancia, como ocurre cuando se desea obtener producción de intervalos situados bajo ríos, montañas, ciudades, etc. (Figura II.3).

- **Perforación a través de Domos Salinos.**

Los programas de perforación direccional también se usan para eludir los problemas de perforación de domos salinos. Para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante del domo, el pozo se perfora primero en paralelo con el domo y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia (Figura II.3).



**FIGURA II.3 APLICACIÓN DE LOS POZOS DIRECCIONALES.**

Estos ejemplos son apenas algunos de los muchos usos de la perforación direccional. Los nuevos métodos de recuperación de petróleo, actualmente en desarrollo, ampliarán el abanico de aplicaciones a corto plazo.

Cuando se hace la planeación del desarrollo de la explotación de un campo a través de pozos direccionales, es necesario considerar los siguientes factores:

- Tamaño y forma del Objetivo.

El primer paso para planificar la perforación direccional consiste en especificar el objetivo (la zona que debe penetrar el pozo a una profundidad dada). Su tamaño y forma dependen generalmente de las características geológicas y de la localización de la zona productora con relación a los límites del yacimiento y al espaciado de los pozos.

- Selección de la Localización Óptima para el Equipo de Perforación.

Es esencial escoger un sitio óptimo para situar el equipo de perforación, a fin de aprovechar las tendencias naturales de desviación que tienen las formaciones. Tales tendencias ejercen un marcado efecto sobre el grado de inclinación del pozo. Por ejemplo, cuando se perfora en intercalaciones alternas de formaciones blandas y duras con una barrena bien estabilizada, el rumbo del pozo suele ser perpendicular al plano de estratificación. Sin embargo, cuando el buzamiento de la formación laminada es de más de 45°, la barrena tiende a perforar en paralelo con el plano de estratificación. Por lo mismo, las tendencias de las formaciones afectan también las tendencias de la perforación direccional. Si se desea perforar buzamiento arriba, nada obstaculiza las tendencias de la barrena y la inclinación se puede aumentar rápidamente. Pero si se desea perforar a la izquierda del buzamiento arriba, la barrena tenderá a perforar hacia la derecha; y si se perfora a la derecha del buzamiento arriba, la barrena se desvía a la izquierda. Por consiguiente, la elección de una localización óptima para el equipo de perforación se debe basar en toda la información conocida del subsuelo para poder aprovechar las tendencias de las formaciones y minimizar la posibilidad de que el pozo se desvíe en dirección contraria a la deseada.

- Tamaño del Pozo.

Los pozos de diámetro más grande son más fáciles de controlar que los de diámetro pequeño porque en éstos últimos se usan conjuntos de lastrarbarrenas y tuberías más flexibles y más pequeñas. Por consiguiente, en pozos de diámetro reducido las características de las formaciones ejercen un efecto más pronunciado en la pérdida de rumbo del pozo.

- Programas de Revestidoras y de Lodo.

En casi todos los programas de perforación direccional se pueden usar los mismos programas de tubería revestidora que se usan en perforación vertical. La única excepción es que en pozos profundos o muy inclinados, es necesario instalar empacadores en la sarta de perforación a fin de evitar el desgaste de ésta y de la tubería revestidora.

El control del lodo es también muy importante para reducir el arrastre en pozos direccionales. Al lodo se le debe añadir aditivos reductores de fricción y de densidad, así como de viscosidad, los cuales se deben mantener bajo control en todo momento.

- Efecto del magnetismo.

La experiencia ha demostrado que la sarta de perforación en rotación a veces se magnetiza y esto puede afectar a los instrumentos de estudios direccionales. Sin embargo, ese efecto conocido se puede compensar usando lastrarbarrenas no magnéticas que evitan las inconsistencias de los registros.

Además, los estudios direccionales pozo abajo que se toman cerca de pozos existentes pueden ser afectados por el magnetismo residual de las sartas revestidoras de dichos pozos. El magnetismo, sin embargo, es de pequeña magnitud pero debe tenerse en cuenta durante la planeación inicial.

- Selección del Punto Inicial de Desviación.

La desviación y el rumbo iniciales adecuados son indispensables para ejecutar un trabajo de perforación direccional. Por consiguiente, un factor determinante en el éxito de la operación es la elección del punto inicial más apropiado; es decir, la profundidad a la cual debe comenzar la perforación del tramo desviado.

Debe prestarse especial atención al ángulo de inclinación necesario para lograr la desviación deseada. En muchos casos deben usarse ángulos grandes, de 15 a 45 grados, ya que con ellos hay más “flexibilidad” para escoger el punto inicial más indicado. Con ellos, además, se logra más estabilidad del rumbo que con ángulos pequeños, tales como los de 5 a 10 grados.

- Desplazamiento Lateral.

El desplazamiento lateral o “avance” es la proyección del desplazamiento angular de la barrena, ya sea a la derecha o a la izquierda dependiendo del echado y de la compactación de la formación objetivo. Por consiguiente, el plan direccional debe concebirse cuidadosamente a fin de poder tolerar un desplazamiento de unos pocos grados a uno u otro lado de la línea horizontal imaginaria que conecta la localización de la superficie con la ubicación del objetivo.

Es importante considerar que un límite aceptable en el desplazamiento lateral; va a depender del espacio entre los pozos (radio de drene); ya que sin tomar en cuenta éste, podría existir interferencia de los pozos vecinos.

## II.3 POZOS HORIZONTALES

El desarrollo de la explotación de un yacimiento, cuando se desean incrementar los volúmenes drenados y por ende los factores de recuperación, puede darse a través de la perforación de pozos adicionales, creando fracturas artificiales o efectuando tratamientos de estimulación que mejoren la permeabilidad efectiva en las vecindades del agujero. En muchos casos se ha demostrado que una alternativa más económica es aquella consistente en el uso de pozos horizontales, los cuales aumentan la comunicación con el yacimiento.

La productividad de los pozos horizontales puede ser mayor que la de uno vertical por varias razones:

- Propician una mayor área de comunicación con la formación productora,
- atraviesan perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales,
- justifican comúnmente los costos de perforación con mayores gastos de producción,
- reducen las caídas de presión y
- propician mayor eficiencia de drene de la formación productora.

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientación aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento.

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o un equipo con una cierta orientación (equipo de orientación), continuando la construcción de una curva de 0° a 90° antes de entrar al intervalo horizontal de interés. Esto último se logra con la aplicación de los siguientes tipos de radio de curvatura (Figura II.4).

- Pozos de radio de curvatura largo (LTR).

La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar a través de la formación productora, y por tanto, la terminación del pozo.

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

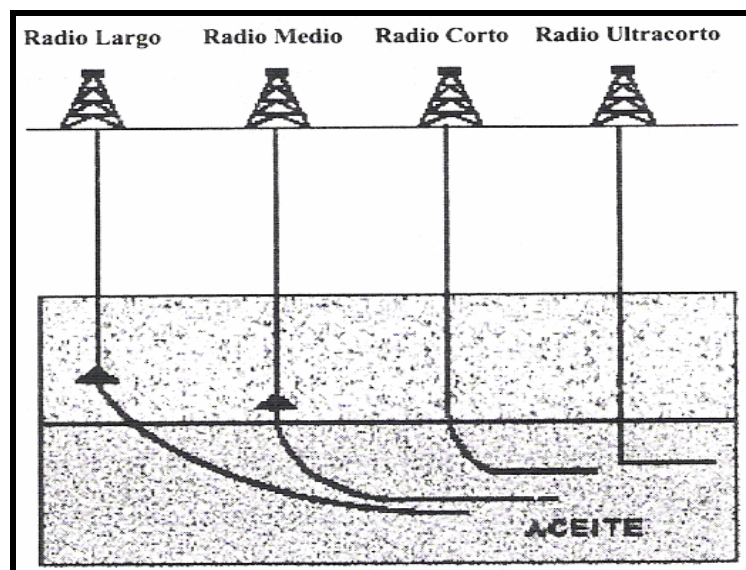


FIGURA II.4 ILUSTRACIÓN DE LOS TIPOS DE CURVATURA.

- Pozos de radio de curvatura medio (MTR).

Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con fallamientos y estratos muy pronunciados, con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado.

La extensión horizontal máxima posible parece incrementarse día a día con longitudes realizadas de hasta 3000 pies. La aplicación de este sistema, es el trabajo de la tubería de perforación y tubería de revestimiento creando resultados y problemas de fricción dentro de los límites aceptables. La técnica debe ser primordialmente aplicada dentro de los yacimientos de aceite con características especiales tales como fracturas naturales, capas adyacentes de gas y de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. La ejecución del radio medio requiere de soportes técnicos y más específicamente de aparejos de fondo flexibles.

- Pozos de radio de curvatura corto (STR).

La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento, o bien, por razones económicas. De esta manera, el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. El drene horizontal múltiple con diámetros arriba de 6" puede perforarse a partir de un pozo vertical.

El agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora. Puede corregirse el curso si se requiere para mantener la fase horizontal hacia el objetivo. La técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados.

- Pozos de radio de curvatura ultracorto (USTR).

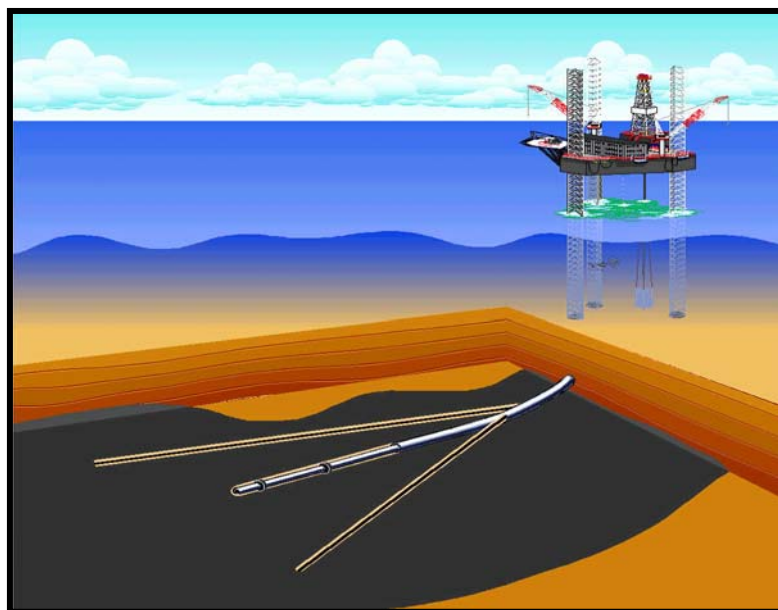
Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas.

La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos, dentro del yacimiento que tiene la recuperación de energía no natural.

## II.4 POZOS MULTILATERALES

Un pozo multilateral se define como uno o más pozos (laterales) perforados desde un pozo primario (piloto). Los laterales y el piloto pueden ser horizontales o desviados (Figura II.5).

También se puede definir como: el proceso de perforación múltiple (varios pozos) con el fin de incrementar el área de drene del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.



**FIGURA II.5 POZO MULTILATERAL.**



Cabe mencionar que el número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de hidrocarburos a un bajo costo.

Las principales aplicaciones de los pozos multilaterales en el desarrollo de la explotación de yacimientos se ilustran en la Figura II.6.a y II.6.b.

Las principales ventajas que presentan los pozos multilaterales son:

- Reducir costos de producción.
- Aumentar la recuperación de reservas por pozo.
- Incrementar los gastos de producción.
- Reducir problemas de conificación de agua y gas.
- Mejorar la arquitectura de drene del yacimiento.
- Conectar fracturas naturales.
- Comunicar zonas discontinuas.
- Incrementar la eficiencia del barrido vertical y areal.
- Reducir el impacto ambiental al disminuir el número de pozos.
- Reducir los costos de desarrollo de un campo.
- Permitir la recuperación de reservas marginales que no pueden ser económicamente desarrolladas en forma independiente.
- Mejorar el índice de productividad.
- Acelerar el proceso de drene de un yacimiento.

La perforación y terminación de pozos multilaterales parte de la buena planeación del desarrollo de la explotación de los yacimientos, la cual comprende las siguientes etapas:

1. Selección del yacimiento apropiado (caracterización/simulación).
2. Perforación del agujero principal ya sea vertical, direccional u horizontal.

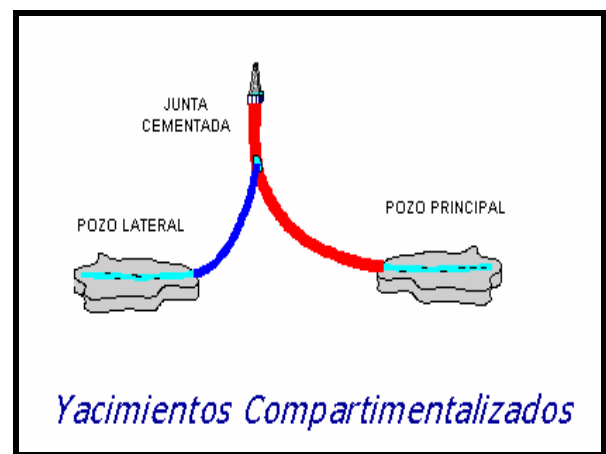
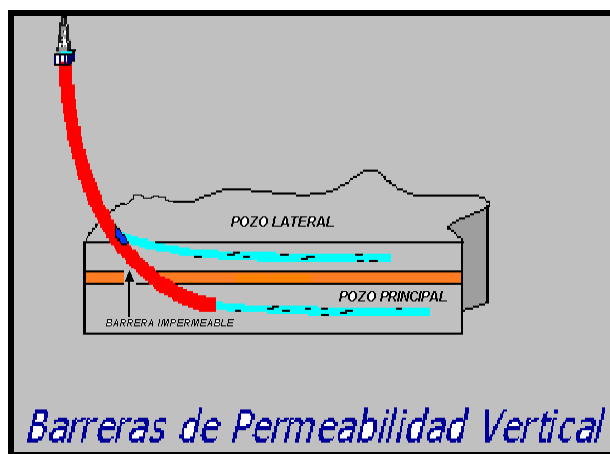
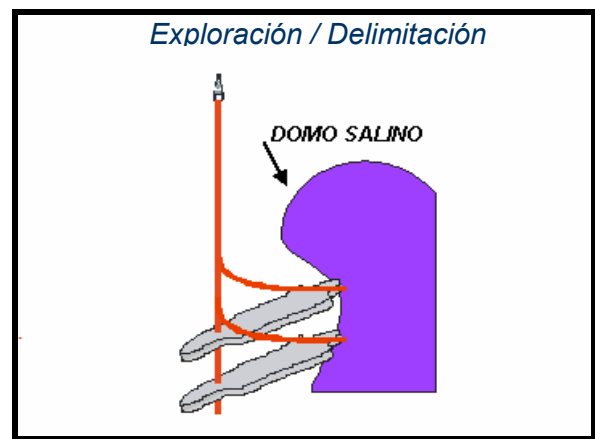
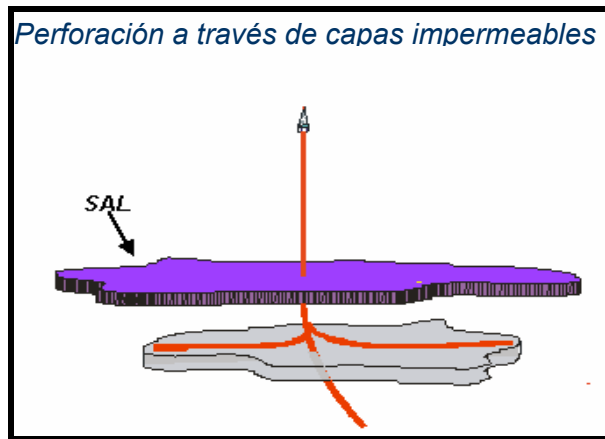
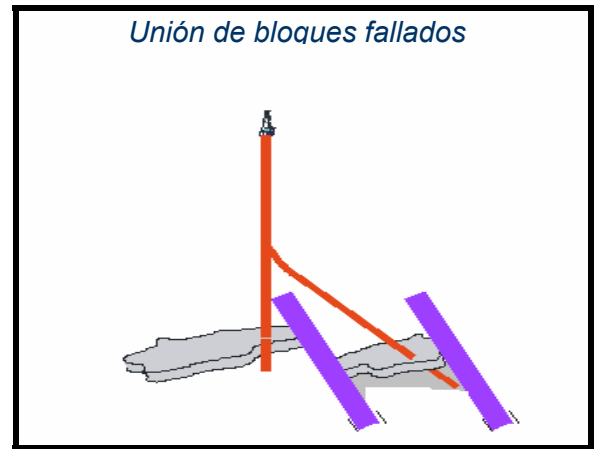
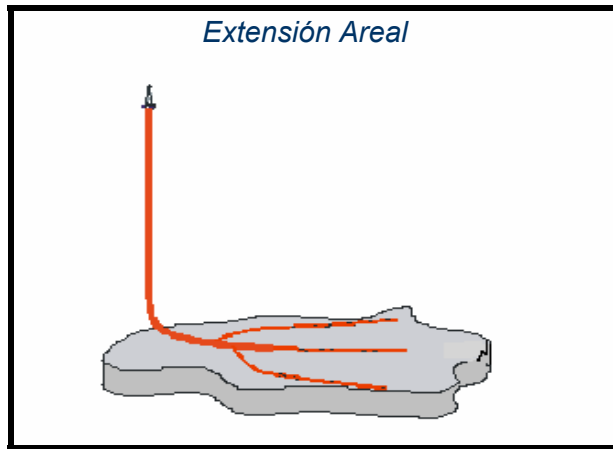
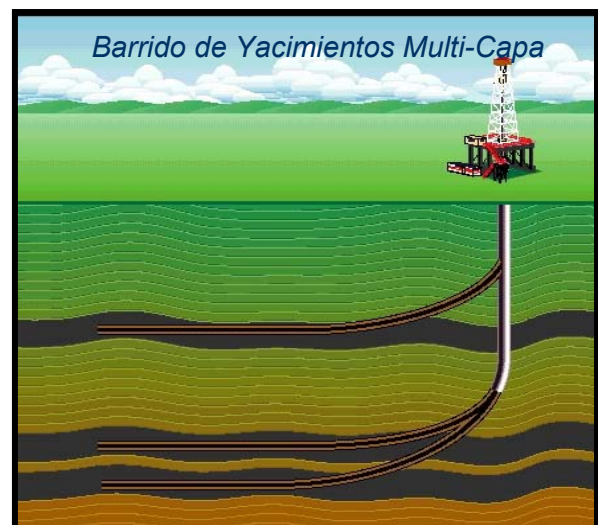
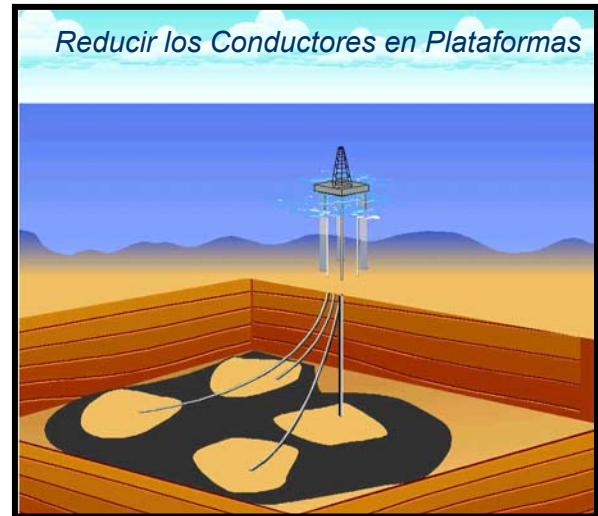


FIGURA II.6.a PRINCIPALES APLICACIONES DE POZOS MULTILATERALES.



**FIGURA II.6.b PRINCIPALES APLICACIONES DE POZOS MULTILATERALES.**

3. Cementación de la tubería de revestimiento principal con sus secciones de ventanas de salida integradas.
4. Perforación lateral a través de cada ventana y colocación de tuberías de revestimiento cortas.
5. Terminación del pozo fluyente o con algún sistema artificial de producción.

## II.5 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

En los últimos 10 años, se han llevado a cabo muchos estudios para describir y evaluar la productividad de los pozos horizontales y multilaterales; por lo que se han empleado diversos modelos para este propósito, con base en los modelos de productividad de los pozos verticales, considerando pozos análogos y geometrías de yacimiento, en la búsqueda de un modelo analítico o semi-analítico simple.

Una aproximación ampliamente utilizada para calcular el área de drene del pozo, es un modelo de paralelepípedo sin flujo o presión constante en la fronteras superior e inferior, y sin flujo o acción infinita en las fronteras laterales, con lo que se puede emplear la simulación numérica para incorporar heterogeneidades y otras complejidades del yacimiento; sin embargo, el uso de los modelos analíticos para el cálculo de los índices de productividad es atractivo.

Un método para analizar el comportamiento de un pozo, en el cual se desea conocer la capacidad de producción con cualquier combinación de componentes, comúnmente es llamado “análisis nodal”. Este método puede ser usado para determinar localizaciones de resistencia excesiva al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema. De esta manera, se puede determinar fácilmente el efecto de cambiar cualquier componente sobre el comportamiento del sistema.

La relación entre el gasto de producción del pozo y la caída de presión se conoce como índice de productividad. Así que, la curva del comportamiento de afluencia de un pozo (IPR), es la relación entre el gasto y la presión de fondo fluyendo.

La solución analítica en régimen estacionario es la forma mas sencilla de solución para pozos horizontales, debido a que se hace la consideración de que la presión en cualquier punto del yacimiento no cambia con el tiempo. A pesar de que en la práctica, la mayoría de los yacimientos cambian su presión. Esta solución es ampliamente usada debido a que:

- Son fáciles de derivar analíticamente.
- Las condiciones de frontera externa como el radio de drene en el tiempo, permiten inferir resultados para el régimen transitorio y pseudo estacionario.
- Los resultados matemáticos en régimen estacionario, pueden ser verificados experimentalmente construyendo modelos físicos en el laboratorio.

Borisov (1964) introdujo uno de los primeros modelos, que supone una elipse de presión constante, en la cual las dimensiones dependen de la longitud del pozo. Existen varios autores como: Giger (1984), Economides (1989), Mukherjee (1988) que han desarrollado soluciones para predecir la productividad en régimen estacionario. La mayoría es similar al modelo de Joshi (1988), ampliamente usado, en donde se simplifica la ecuación para un pozo horizontal de longitud L, que drena un volumen elipsoidal y que considera la anisotropía de la permeabilidad; ecuación que representa los índices de productividad para condiciones de flujo estacionario (Ecuación 1):

$$q_H = \frac{0.00708 k_H h \Delta p}{B\mu \left[ \frac{a^2 + \sqrt{a^2 - 0.25L^2}}{0.5L} \right] + \left( \frac{\beta h}{L} \right) \ln \left[ \left( \frac{0.5(\beta h)^2 + 2\beta^2 \delta^2}{\beta h r_w} \right) + s_d \right]} \quad (1)$$

donde:  $\beta = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$

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

Los índices de productividad, J, para pozos verticales y horizontales están dados por:

$$J_v = \frac{q_v}{p_e - p_w} \quad (2)$$

$$J_H = \frac{q_H}{p_e - p_w} \quad (3)$$

respectivamente.

Combinando estas ecuaciones con las correspondientes al gasto de un pozo vertical y la ecuación 1, se obtiene:

$$\frac{J_H}{J_v} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left[\left(1 + \left(\frac{2r_e}{L}\right)^2\right)^{0.5} + \frac{2r_e}{L}\right] + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln\left(\frac{\beta h}{2\pi r_w}\right)} \quad (4)$$

Es interesante notar que la relación de índices de productividad solamente es función de cinco parámetros del yacimiento: radio de drene ( $r_e$ ), radio del pozo ( $r_w$ ), longitud horizontal del pozo ( $L$ ), espesor de la formación ( $h$ ) y  $\beta = \sqrt{k_H/k_V}$ .

El espesor de la formación, es el espesor bruto de cada cuerpo en estudio. La influencia del espesor del yacimiento en los pozos horizontales es muy significativa, debido a que para una longitud del pozo horizontal, el incremento de área de contacto en un yacimiento delgado, es mucho mayor que en un yacimiento de mayor espesor. La influencia del espesor del yacimiento en la productividad de un pozo horizontal puede estimarse empleando ecuaciones de régimen estacionario.

La influencia de la anisotropía del yacimiento, está determinada por la buena o mala permeabilidad vertical, la cual es esencial para la operación exitosa de los pozos horizontales. Se han introducido varios modelos de productividad e inyectividad que permiten posicionar arbitrariamente los pozos dentro de formaciones anisotrópicas (Economides et al., 1994). Generalmente, cuando se consideran pozos verticales la anisotropía de la permeabilidad no es de mucha importancia, debido a que en flujo cilíndrico la permeabilidad promedio,  $k_h$  está en el plano horizontal y se expresa como  $\sqrt{k_x k_y}$ , que es el parámetro de la anisotropía de la permeabilidad horizontal.

Varios estudios han mostrado que son comunes las anisotropías de permeabilidad en el plano horizontal dentro de varios yacimientos. La permeabilidad horizontal y vertical, junto con el espesor del yacimiento puede indicar la factibilidad de perforar un pozo horizontal en la formación probada. Si se decide perforar un pozo horizontal, se debe determinar el azimut del pozo (Believeau, 1995).

Por otro lado, para las correlaciones de flujo multifásico de fluidos en tubería horizontal se emplea la ecuación de Beggs&Brill revisada, por ser la que mejor se ajusta a dicho comportamiento.

Con lo que respecta al flujo multifásico en tubería vertical se emplea la ecuación de Hagen&Brown, la cual cuenta con un registro de presión de fondo fluyendo por estaciones.

La producción de un pozo depende del comportamiento del flujo de los fluidos a través del yacimiento y del sistema de tuberías tanto verticales como horizontales. El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes, en los cuales se pueden presentar pérdidas de energía o presión.

Es importante hacer notar que la caída de presión en un componente en particular no depende únicamente del ritmo de flujo a través del componente, sino también de la caída de presión promedio que existe en el componente. En el diseño final de un sistema de producción no puede ser separado el comportamiento del yacimiento del comportamiento del sistema de tuberías y manejarse de forma independiente.

Durante la producción del pozo, la presión del yacimiento declinará y, en consecuencia, la del fondo del pozo, lo que en conjunto da como resultado la declinación de la capacidad productiva del pozo. Esta declinación se ve reflejada, tanto en la habilidad del yacimiento a suministrar fluidos a la cara de la formación, como en su capacidad para elevar los fluidos hasta la superficie.

La única forma en la cual la producción pueda mantenerse, una vez que el pozo ha sido estimulado para reducir la caída de presión a un mínimo, es mediante la recuperación secundaria (mantenimiento de presión). Un sistema artificial tiene el objetivo de disminuir la presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ) y suministrar energía adicional a los fluidos dentro del pozo para hacerlos llegar a la superficie.

Para este caso, es recomendable considerar la implementación de un sistema artificial de producción desde el principio de la explotación, o en una etapa temprana de la vida productiva del pozo.

El análisis de productividad de un pozo multilateral difiere del realizado en un pozo vertical convencional desde el punto de vista que el pozo multilateral está en contacto con la formación productora a lo largo de un área mayor; además, de poder poner en contacto formaciones con diferentes características. En un análisis nodal convencional normalmente se selecciona como nodo solución la presión de fondo fluyendo, lo que brinda la ventaja de dividir el sistema en dos componentes; la primera que domina el comportamiento del yacimiento (IPR, Inflow Performance Relationship) y la segunda que domina el sistema de flujo del pozo (Curvas de levantamiento, Outflow performance).



Se construye una gráfica de gasto de líquido contra presión de fondo fluyendo donde la intersección de estas dos curvas brinda la solución del sistema o el punto de operación del mismo, tanto el gasto, como la presión de fondo fluyendo.

Para el caso en que un pozo vertical produzca en conjunto dos arenas con características diferentes, la práctica común es construir un IPR conjunto combinado, que es el resultado de la influencia de las dos formaciones fluyendo simultáneamente. Dado que normalmente la longitud del intervalo productor es limitada en un pozo vertical, esta práctica proporciona resultados aceptables.

Para el caso de un pozo multilateral, se tiene que cada lateral puede estar ubicado en formaciones con diferentes características, además de que la distribución de presión de fondo fluyendo a lo largo de cada lateral es diferente. Entonces surge la pregunta para un análisis nodal ¿qué presión de fondo fluyendo elegir para realizar el análisis nodal?

Muchos programas sugieren utilizar la presión en la junta superior como la presión de fondo fluyendo del sistema, pero esta consideración tiene la desventaja de no poder prever la condición de flujo cruzado en la formación o bien de estrangulamiento natural.

Para brindar una solución a este problema se ha desarrollado el siguiente método de análisis, el cual considera el modelo de Helmy & Wattenbarger para modelar la afluencia del yacimiento al pozo horizontal o altamente desviado, así como el modelo de Ouyang y Asís para modelar el flujo en el pozo a lo largo del lateral. Finalmente, utiliza la correlación de Hagedorn & Brown para el modelado de flujo multifásico a lo largo del pozo hasta la superficie.

La solución al problema básicamente propone usar la presión en la cabeza del pozo, como el nodo solución, ya que esta presión será igual para un tiempo definido (steady state). El algoritmo de cálculo se explica a continuación (Figura II.7).

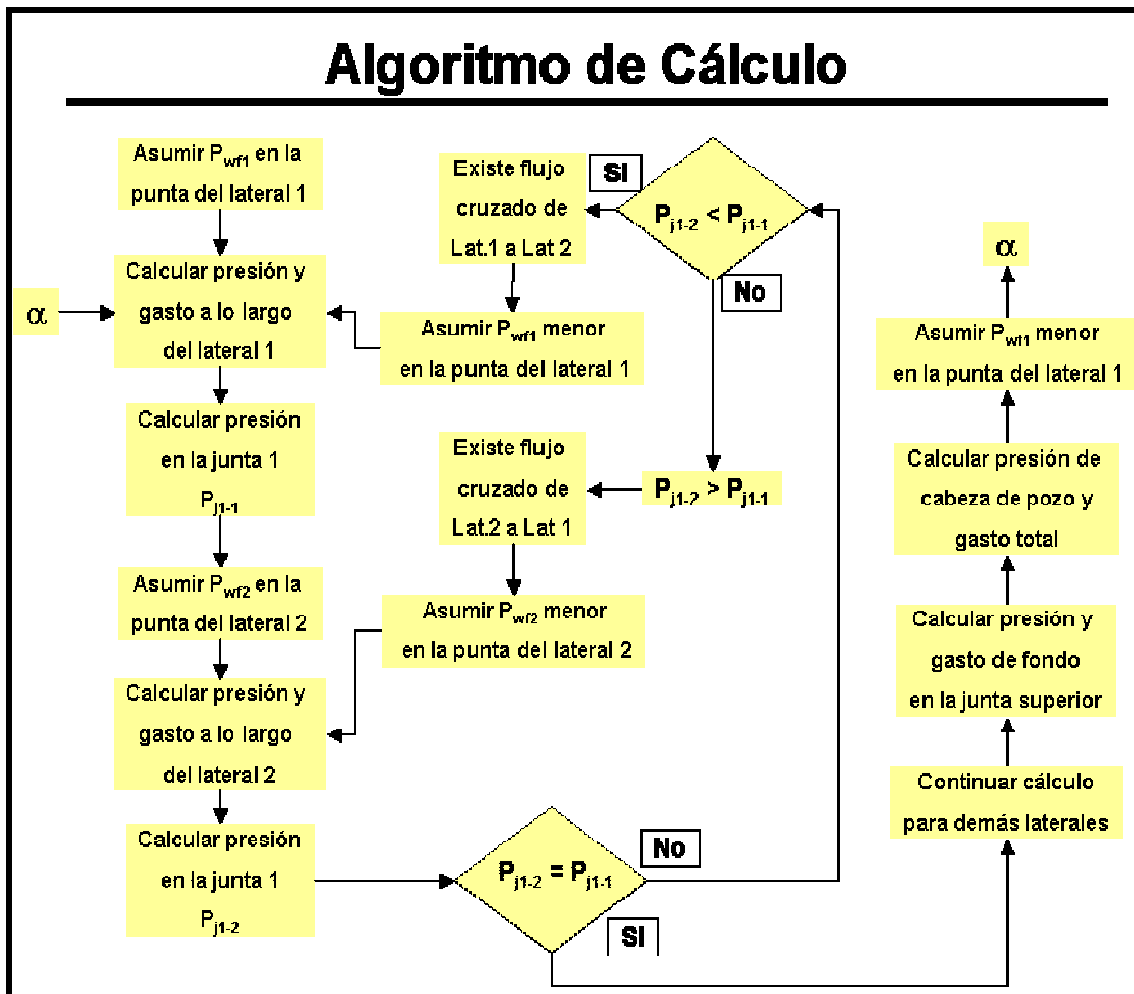


FIGURA II.7 ALGORITMO DE CÁLCULO PARA UN POZO MULTILATERAL.

Se asume una presión de fondo fluyendo en la punta del lateral más profundo denominado como número 1, y utilizando los modelos ya mencionados, se calcula la presión y gasto a lo largo del lateral uno y finalmente la presión en la junta número uno debido al lateral número uno. Posteriormente, se supone una presión de fondo fluyendo en el lateral 2 (superior) y se calcula la distribución de presión y gasto a lo largo del lateral 2 y finalmente la presión en la junta número uno debida al lateral 2. Se comparan las dos presiones calculadas para la junta número uno. En caso de ser iguales, esto denota una solución al sistema, por lo que el cálculo continúa de la misma manera para los demás laterales superiores.

En caso de no ser iguales las presiones calculadas en la junta número uno, se pueden tener dos condiciones. Si la presión en la junta número uno, debida al lateral número uno, es mayor que la debida al lateral número dos indica que existirá flujo cruzado del lateral uno al lateral dos, por lo que se asume entonces una presión de fondo fluyendo en el lateral uno un poco menor a la original considerada, y se repite el cálculo. Para el caso en que la presión en la junta uno debida al lateral dos sea mayor a la debida al lateral uno, esto infiere que existirá flujo cruzado del lateral dos al lateral uno, por lo que se asume una presión de fondo fluyendo en la punta del lateral dos un poco menor a la considerada originalmente, repitiéndose el cálculo nuevamente, hasta que la presión en la junta número uno converja y se tenga una solución al sistema.

Una vez que las presiones en cada uno de los laterales han convergido y se tiene la presión en la junta superior, se calcula la presión en la cabeza del pozo usando la correlación de Hagedorn & Brown, considerando el gasto total del pozo.

Se considera nuevamente una presión de fondo fluyendo en la punta del lateral uno menor a la encontrada en la secuencia de cálculo inicial, y se repite todo el cálculo descrito para esta nueva condición para encontrar una nueva solución. La secuencia de cálculo se repite hasta que la presión en la cabeza es insuficiente para hacer fluir el pozo.

De este análisis se obtiene la curva de productividad del pozo multilateral (Figura II.8), con la producción estimada de cada lateral y la producción total del mismo, del cual se puede identificar la rama del pozo más productiva, así como la influencia entre ellos. Otra curva que se construye de este tipo de análisis es la de flujo fraccional o relativo de cada lateral (Figura II.9). En este gráfico, además de identificar la rama más productiva, se puede identificar también la zona de flujo cruzado, definida por la zona en la cual uno de los laterales deja de fluir al pozo, iniciándose el flujo del pozo al lateral. Es importante establecer esta zona de flujo cruzado, ya que como se puede advertir, producir el pozo a un gasto menor a este especificado, representa perder producción del pozo, situación que no puede ser advertida en superficie.

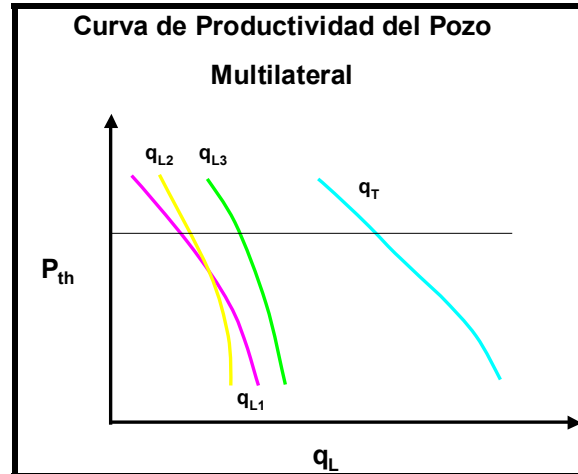


FIGURA II.8 PRODUCTIVIDAD DE POZO MULTILATERAL.

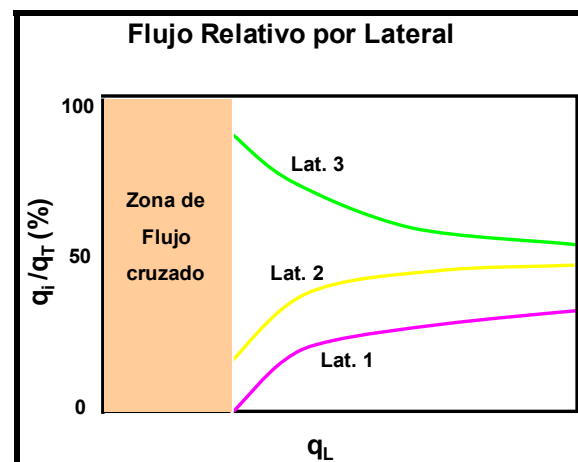


FIGURA II.9 FLUJO RELATIVO POR LATERAL.

Otro gráfico que se puede generar de este tipo de análisis es el del perfil de afluencia a lo largo de los laterales vs distancia del talón, (Figura II.10), en la cual se puede identificar si existen condiciones favorables para la conificación de agua o gas en el talón del lateral debido a una alta productividad en el mismo por el efecto de penetración parcial a la formación. De igual manera se puede generar la curva de caída de presión a lo largo del lateral (Figura II.11) donde se puede identificar la misma situación. Cabe mencionar que en este tipo de gráfico una curva tipo “U” es lo que se busca, mientras que una curva tipo “J” es un comportamiento que se debe evitar.

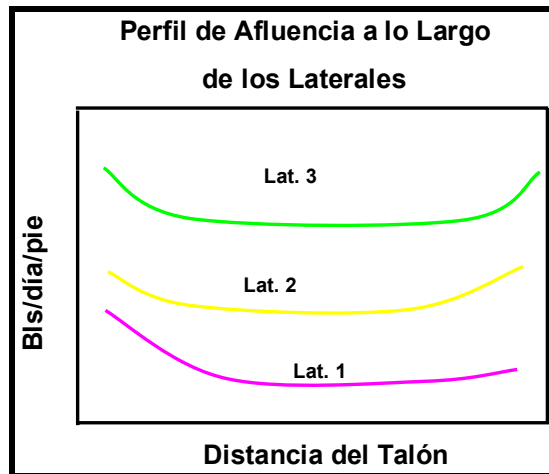


FIGURA II.10 PERFIL DE AFLUENCIA.

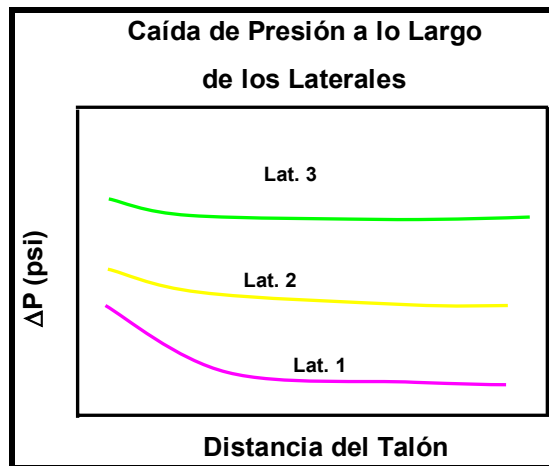


FIGURA II.11 CAÍDA DE PRESIÓN A LO LARGO DEL LATERAL.

De este tipo de análisis se obtienen las siguientes conclusiones:

- Un análisis nodal convencional ( $p_{wf}$  como nodo solución), no brinda beneficios al aplicarlo a pozos multilaterales.
- Considerar la presión en cabeza de pozo ( $p_{th}$ ) como nodo solución, brinda ventajas en el proceso del análisis.
- La técnica de análisis propuesta, permite identificar:
  1. Flujo cruzado entre laterales
  2. Abatimiento de presión excesivo en las secciones de los laterales (punta o talón), que provocarían conificación de agua ó gas.

## II.6 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE POZOS CONVENCIONALES Y MULTILATERALES

La comparación de la productividad entre pozos horizontales y verticales fracturados, como se ha visto, ha sido reportada por varios autores, considerando que un pozo horizontal representa un caso particular de un pozo que penetra totalmente a fracturas de conductividad infinita. Cuando se introduce el concepto de pozos multilaterales, es importante considerar que cada una de las ramas laterales se comporta también como un pozo horizontal independiente, y por tanto, su comportamiento es similar al de fracturas de conductividad infinita.

Es importante notar que la productividad de los pozos, tanto horizontales como multilaterales, es fuertemente dependiente de la relación de permeabilidades,  $k_v / k_H$ .

Para efectuar una evaluación adecuada y representativa del comportamiento de la producción de los pozos multilaterales, se ha colectado la información correspondiente a pozos verticales, direccionales, horizontales y multilaterales (Tabla II.1).

**TABLA II.1 COMPARACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS CONVENCIONALES Y MULTILATERALES.**

| CAMPO     | TIPO DE POZO           | $q_o$<br>(BPD) | $\Delta P$<br>(kg/cm <sup>2</sup> ) | J<br>(BPD/kg/ cm <sup>2</sup> ) | L<br>(m) | $J_H/J_v$ |
|-----------|------------------------|----------------|-------------------------------------|---------------------------------|----------|-----------|
| AGUA FRÍA | VERTICAL FRACTURADO    | 921.5          | 21.9                                | 42.07                           | 80       | 2.4       |
|           | VERTICAL SIN FRACTURAR | 245.0          | 100.7                               | 2.43                            | -        |           |
|           | HORIZONTAL             | 409.0          | 71.7                                | 5.7                             | 150      |           |
|           | MULTILATERAL           | 1973           | 204                                 | 9.67                            | 720.50   | 3.6       |

Como ilustración, con los datos de la Tabla II.1, en la Figura II.12 se presentan los resultados del comportamiento de la relación de índices de productividad entre pozos convencionales y multilaterales, notándose que a medida que aumenta el valor de  $k_v / k_H$  se incrementa la productividad de los pozos horizontales.

La comparación de las productividades, Tabla II.1, refleja claramente que los pozos horizontales presentan excelentes condiciones iniciales de producción (Figura II.12), es decir, que se comportan como pozos con conductividad infinita y por tanto, cumplen con los requerimientos básicos del concepto de pozos horizontales. Estos resultados indican que los pozos horizontales significan una buena alternativa de explotación de yacimientos.

A su vez, estos mismos arrojan que los pozos multilaterales tienen un comportamiento de pozos con conductividad infinita mayor al que muestran los pozos horizontales; con lo cual se establece que estos son una mejor alternativa de explotación de los yacimientos, tomándose en cuenta el estudio de infraestructura requerida para dicha explotación (Figura II.12).

Por último, en la Tabla II.2 se muestra un comparativo de los costos entre un pozo vertical y uno multilateral, quedando más claro que un pozo multilateral será más costoso pero es el que mayor índice de producción dará.

**TABLA II.2 COSTOS COMPARATIVOS DE POZOS MULTILATERALES Y VERTICALES FRACTURADOS**

|   | ACTIVIDAD                   | POZO VERTICAL (MM\$) | POZO MULTILATERAL (MM\$) | RELACIÓN POZO MULT./ POZO VERT. FRACT |
|---|-----------------------------|----------------------|--------------------------|---------------------------------------|
| 1 | Pozo vertical               | 12                   | 13.8                     | 1.15                                  |
| 2 | Direccional                 | 2.5                  | -                        | 0                                     |
| 3 | Fractura ó 1lateral         | 6.8                  | 66.3                     | 9.75                                  |
| 4 | Limpieza de pozos           | 0.5                  | 0.5                      | 1                                     |
| 5 | Sistema artificial          | 1                    | 2                        | 2                                     |
| 6 | Instalaciones superficiales | 1                    | 2                        | 2                                     |
|   | <b>TOTAL</b>                | <b>23.80</b>         | <b>84.60</b>             | <b>3.55</b>                           |

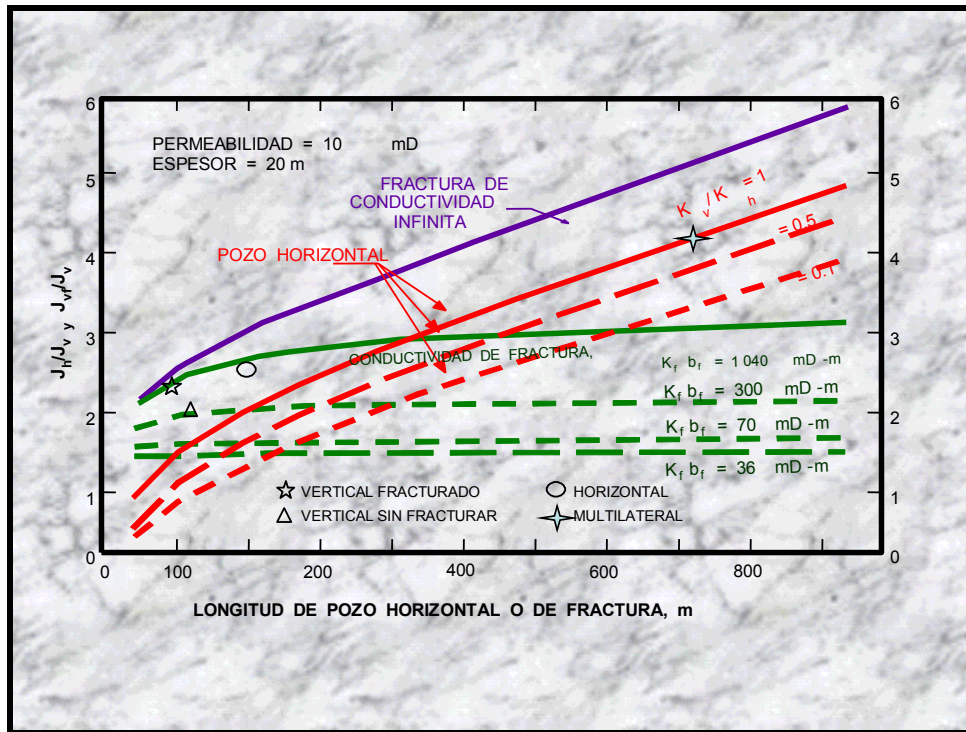


FIGURA II.12 ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS CONVENCIONALES Y MULTILATERALES.



## ***CAPÍTULO III***

---

### ***POZOS MULTILATERALES EN EL DESARROLLO DE CAMPOS***

---

En este capítulo se muestra la importancia estratégica de los pozos multilaterales en el desarrollo de campos petroleros, resaltando la utilidad de la geomecánica en la perforación de pozos y los beneficios que ofrecen los pozos multilaterales desde el punto de vista técnico y económico, concluyendo con la descripción del primer pozo multilateral realizado en México.

### **III.1 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS MULTILATERALES**

Como se ha descrito anteriormente, una de las tecnologías más recientes y avanzadas, utilizadas en el desarrollo de campos, es la perforación de pozos multilaterales (agujeros horizontales perforados a partir de pozos verticales).

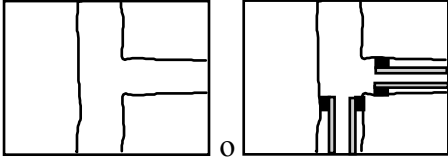
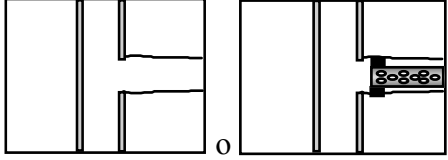
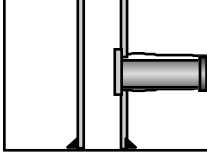
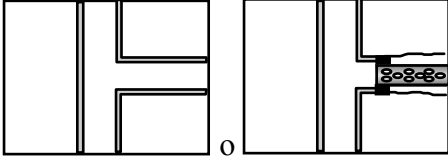
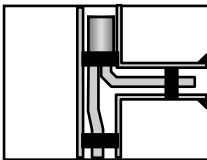
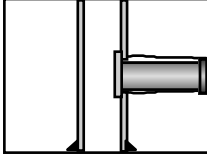
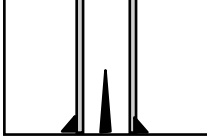
Actualmente esta tecnología está comercialmente disponible y a medida que la práctica de la perforación multilateral gana experiencia y mejora sus procedimientos, el costo de perforar pozos horizontales es más reducido.

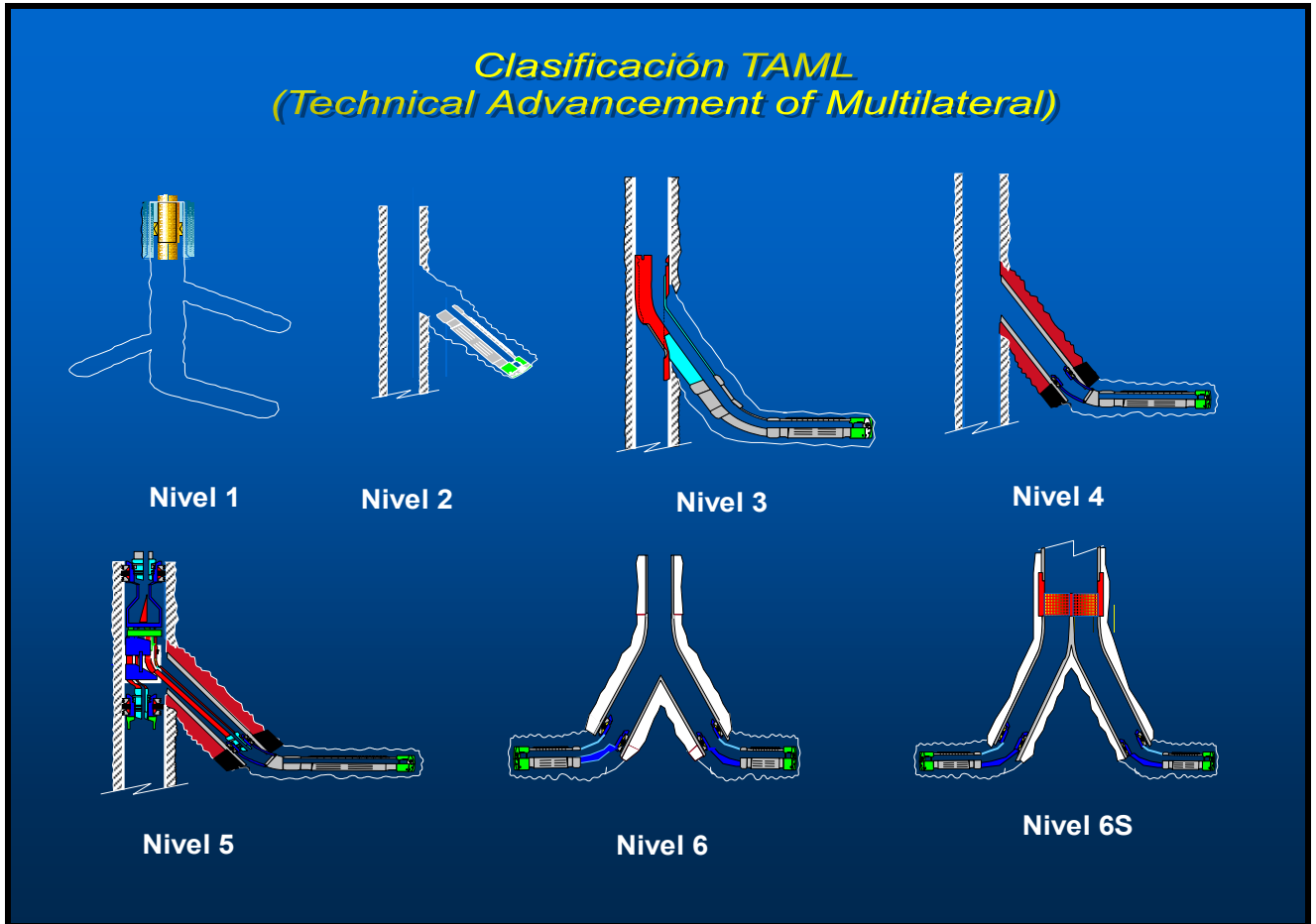
Los pozos multilaterales se clasifican en niveles de acuerdo al tipo de terminación dada a los mismos (Tabla III.1 y Figura III.1); el cual es definido de acuerdo a dos aspectos importantes: 1) a la complejidad del yacimiento; y 2) al diseño del pozo.

Los pozos multilaterales también se pueden clasificar de acuerdo al número de laterales (ramales) que tiene el diseño del mismo (Figura III.2.a y III.2.b).

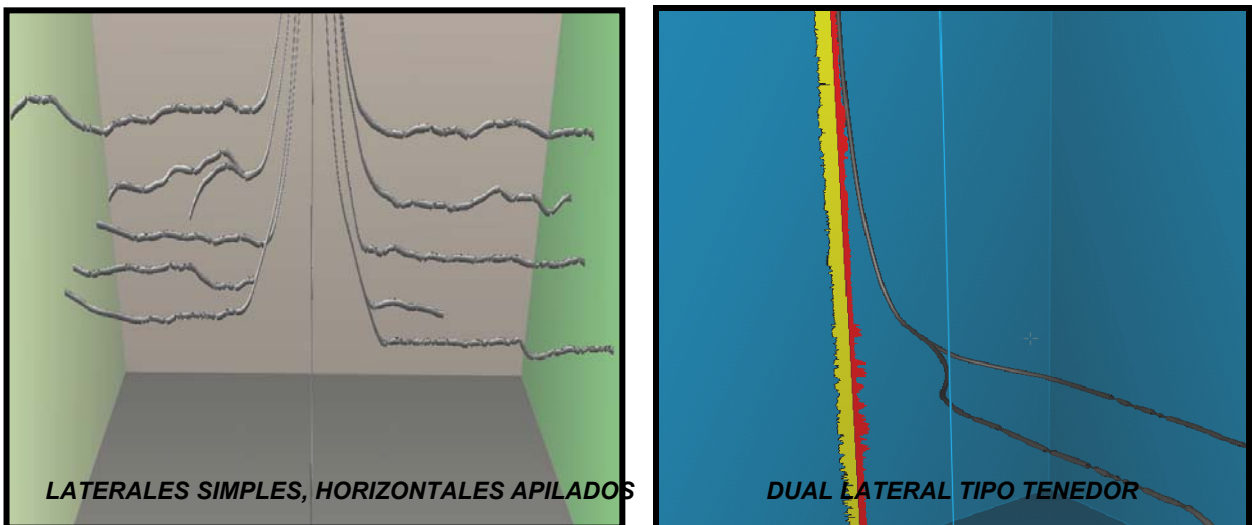
Un aspecto importante para la selección del tipo de pozo multilateral, es tomar en cuenta los requerimientos que se tengan, así como las restricciones existentes para diseñar el pozo. Sin embargo, de acuerdo a las guías y prácticas recomendadas por TAML (Technical Advancements in Multilaterals), los sistemas más sencillos (Niveles 1 y 2), son los más apropiados como inicio en la implementación de dicha tecnología ya que se puede ganar experiencia, conocimiento y confianza en los sistemas; permitiendo con esto una buena planeación del diseño del pozo dentro del proyecto que será la óptima para el explotación del campo en estudio.

**TABLA III.1 Matriz de Complejidad TAML (Avance Técnico de Multilaterales).**

| NIVEL | DESCRIPCION  | ILUSTRACION   |
|-------|--|---|
| 1     | <p><b>Unión abierta/no soportada</b><br/>                     Pozo principal y lateral en agujero descubierto o con liner colgado en cualquiera de los dos.</p>              |     |
| 2     | <p><b>Pozo principal revestido y cementado – Lateral descubierto</b><br/>                     Lateral en agujero descubierto o con liner colgado en agujero descubierto.</p> |     |
| 3     | <p><b>Pozo principal revestido y cementado – Lateral revestido pero no cementado</b><br/>                     Liner lateral “anclado” con un colgador sin cementar.</p>      |    |
| 4     | <p><b>Pozo principal y pozo lateral revestido y cementado</b><br/>                     Ambos agujeros cementados en la unión.</p>  |   |
| 5     | <p><b>Integridad de presión en la Unión</b><br/>                     (Cemento no es aceptable)<br/>                     Realizado con la terminación.</p>                    |  |
| 6     | <p><b>Integridad de presión en la Unión</b><br/>                     (Cemento no es aceptable)<br/>                     Realizado con el revestimiento.</p>                  |  |
| 6 s   | <p><b>Downhole Splitter</b><br/>                     Pozo principal de gran tamaño con dos ramas laterales mas pequeñas de igual tamaño.</p>                                 |  |



**FIGURA III.1 CLASIFICACIÓN DE NIVELES EN LOS POZOS MULTILATERALES.**



**FIGURA III.2.a CLASIFICACIÓN DE POZOS MULTILATERALES DE ACUERDO AL NÚMERO DE LATERALES.**

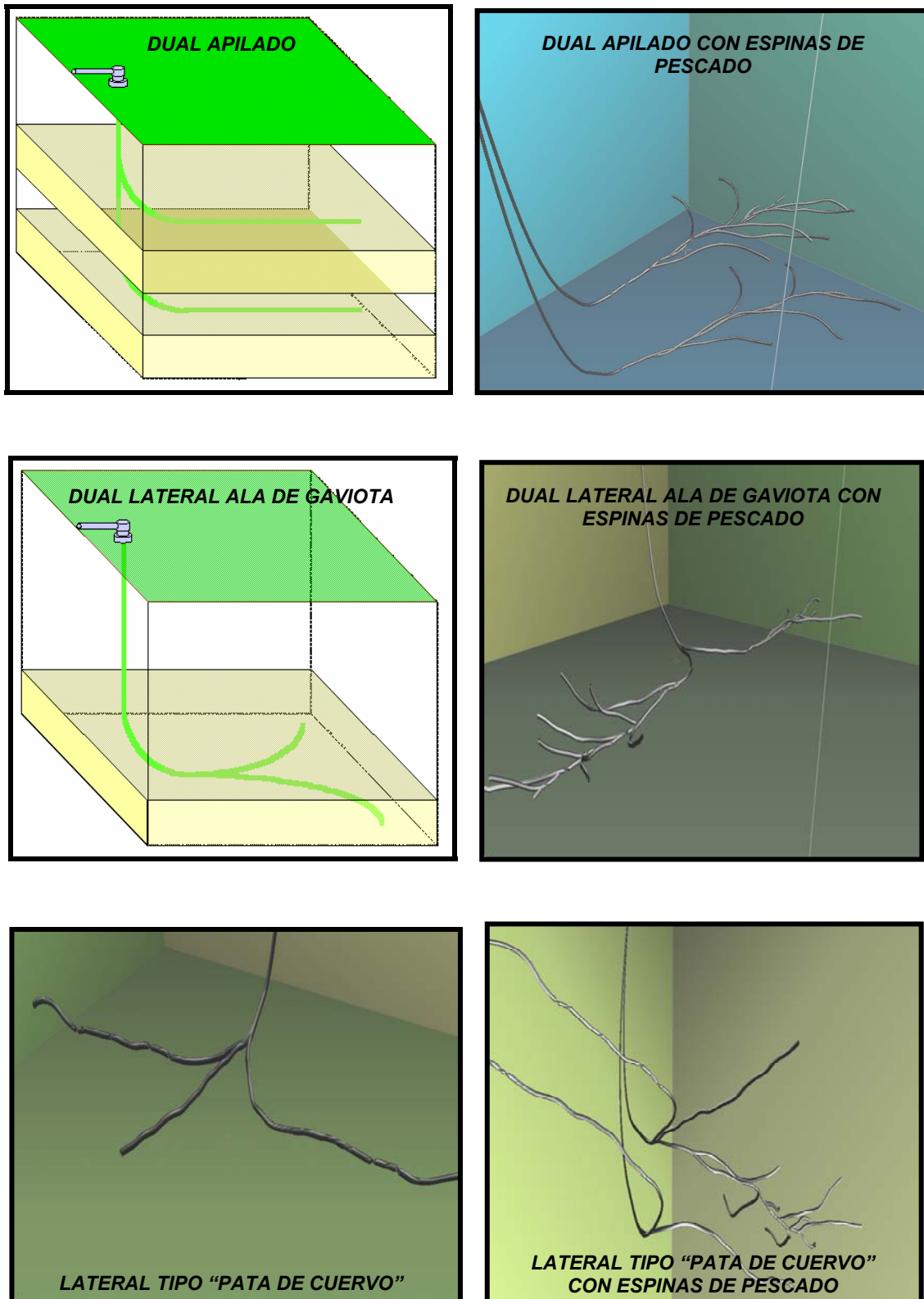


FIGURA III.2.b CLASIFICACIÓN DE POZOS MULTILATERALES DE ACUERDO AL NÚMERO DE LATERALES.

## III.2 APLICACIÓN DE LA GEOMECÁNICA EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

Cada vez que se perfora un pozo, el estado natural de esfuerzos de las formaciones atravesadas se altera, causando una redistribución de los mismos alrededor del pozo. La interrogante es conocer si las formaciones perforadas pueden soportar esta redistribución de esfuerzos, sin que éstas se alteren al grado de causar inestabilidad del agujero y, con ello desencadenar problemas más críticos que suelen presentarse durante un proceso de perforación (pérdida del agujero perforado por colapso de la formación o atrapamiento de sartas causado por cierre de agujero o derrumbe).

Los fundamentos de la geomecánica están basados en la habilidad elástica de la roca para resistir y recuperarse de una deformación causada por una fuerza. Los conceptos elementales para describir esta propiedad de la roca se conocen como: esfuerzo y deformación; que en si son los conceptos básicos para entender la aplicación de la geomecánica en la perforación de pozos.

El *esfuerzo* es un par igual y opuesto de fuerzas que actúan sobre un cuerpo, por unidad de área. La magnitud del esfuerzo depende de la magnitud de la fuerza y el tamaño de la superficie sobre la que actúa; por lo que el esfuerzo es definido como:

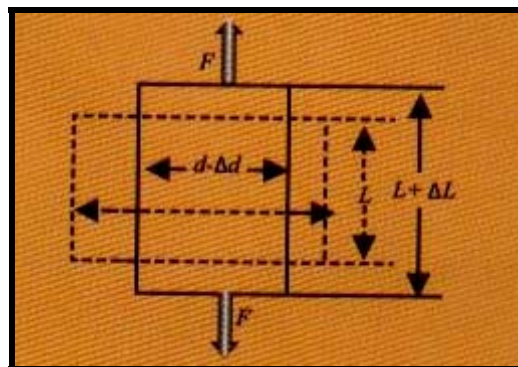
$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1)$$

Existen diferentes tipos de esfuerzos los cuales dependen de la dirección que tome el mismo sobre el cuerpo (Figura III.3), los cuales son:

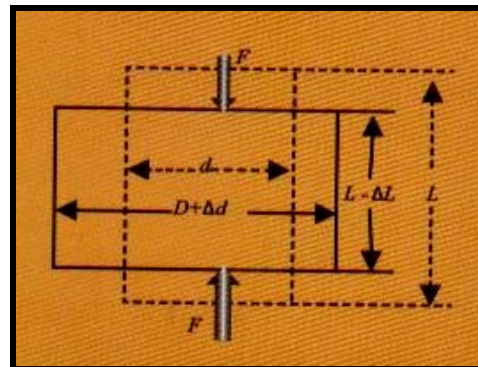
- Esfuerzos de tensión o tensionales. Es cuando la fuerza que se aplica es perpendicular al área del sólido y hacia fuera del mismo; el cual causa una elongación (alargamiento) del sólido o cuerpo.

- Esfuerzos compresivos. Se da cuando la fuerza perpendicular actúa hacia adentro del cuerpo, originando una reducción en el cuerpo.
- Esfuerzo de corte. Es cuando la fuerza se aplica tangencialmente a la sección transversal del cuerpo, causando una deformación por desplazamiento sin cambio de volumen.
- Esfuerzo de cizalla. Es aquel que no tiene un eje de aplicación, es decir, las fuerzas no son coaxiales.

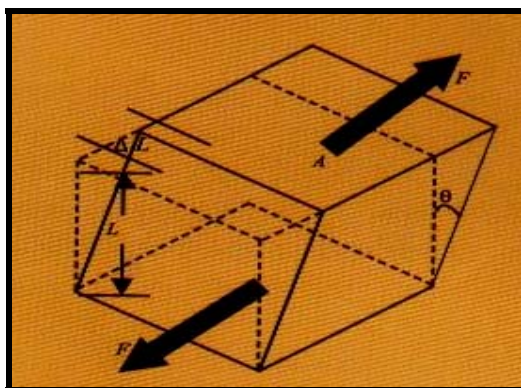
Además por convención, en geomecánica se considera a los esfuerzos de compresión, positivos y los de tensión, negativos.



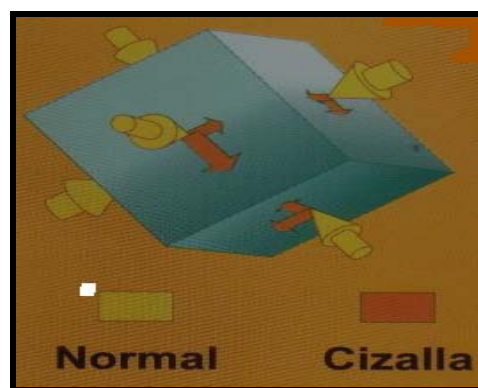
**ESFUERZO DE TENSIÓN**



**ESFUERZO DE COMPRESIÓN**



**ESFUERZO DE CORTE**



**ESFUERZO DE CIZALLA**

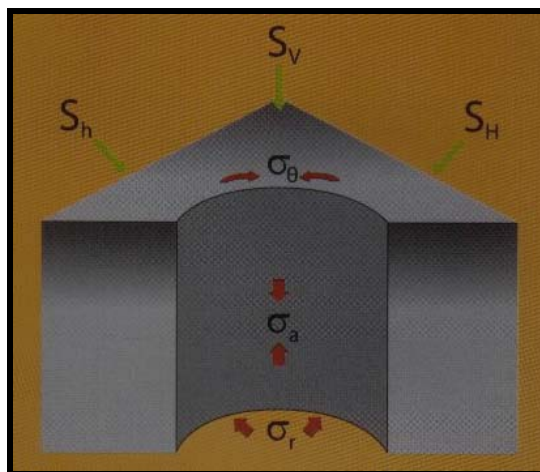
**FIGURA III.3 TIPOS DE ESFUERZOS.**

Por otra parte, la *deformación* se puede definir como el cambio de forma (distorsión), de volumen (dilatación), de posición (translación), de giro (rotación), o una combinación de estos sobre un cuerpo, como resultado de la aplicación de un campo de esfuerzos.

Una vez superado el límite elástico, las rocas pueden tomar alguno de los siguientes caminos:

- *Deformación Elástica*: durante esta etapa los cambios son reversibles.
- *Deformación Plástica*: provoca cambios permanentes en el tamaño y forma de la roca, es decir, es alterada para siempre mediante pliegues y flujo.
- *Deformación Frágil*: se comporta como un sólido quebradizo y se fractura.

Las propiedades elásticas de las rocas pueden determinarse en forma dinámica y estática. Las propiedades elásticas estáticas son medidas directamente en pruebas de laboratorio, mientras que las dinámicas se calculan a partir de las ondas acústicas en un medio sólido.



**FIGURA III.4 ESFUERZOS DEL CAMPO vs ESFUERZOS DEL POZO.**



Con estas definiciones se puede decir, que la perforación de un pozo crea una perturbación en el subsuelo, generando con esto que los esfuerzos principales del campo (sobrecarga y esfuerzos horizontales) se redistribuyan y se concentren alrededor del pozo en forma de esfuerzo radial, tangencial y axial (Figura III.4), llegando con esto a un análisis fundamental para la geomecánica.

### **III.3 PRIMER POZO MULTILATERAL EN MÉXICO**

La perforación direccional en México ha evolucionado a tal grado que en la actualidad se perforan en forma común pozos de alto ángulo y horizontales.

Tomando en cuenta las bondades que ofrece la perforación multilateral: mayor productividad, minimizar el impacto ambiental, mayor control y manejo del yacimiento, prevenir la conificación de agua, controlar la producción de arena y finos, recuperar la inversión en menor tiempo, entre otras; se planeó, diseñó y ejecutó la perforación del primer pozo multilateral en México. De esta manera se abrió la enorme área de oportunidad que representa la implementación de arquitecturas de drenaje que permitirán, sin duda alguna, reducir considerablemente los costos de desarrollo de la explotación de campos petroleros en México.

El primer pozo multilateral perforado en México fue el pozo Papan No. 93, el cual se encuentra ubicado al Sur de Veracruz (Figura III.5). Su yacimiento compuesto por areniscas de grano fino y medio, de edad Mioceno Superior contiene reservas de 242 MMMPC de gas seco. A la fecha, en este campo se han perforado 10 pozos, todos productores con un potencial de 109 MMPCD.

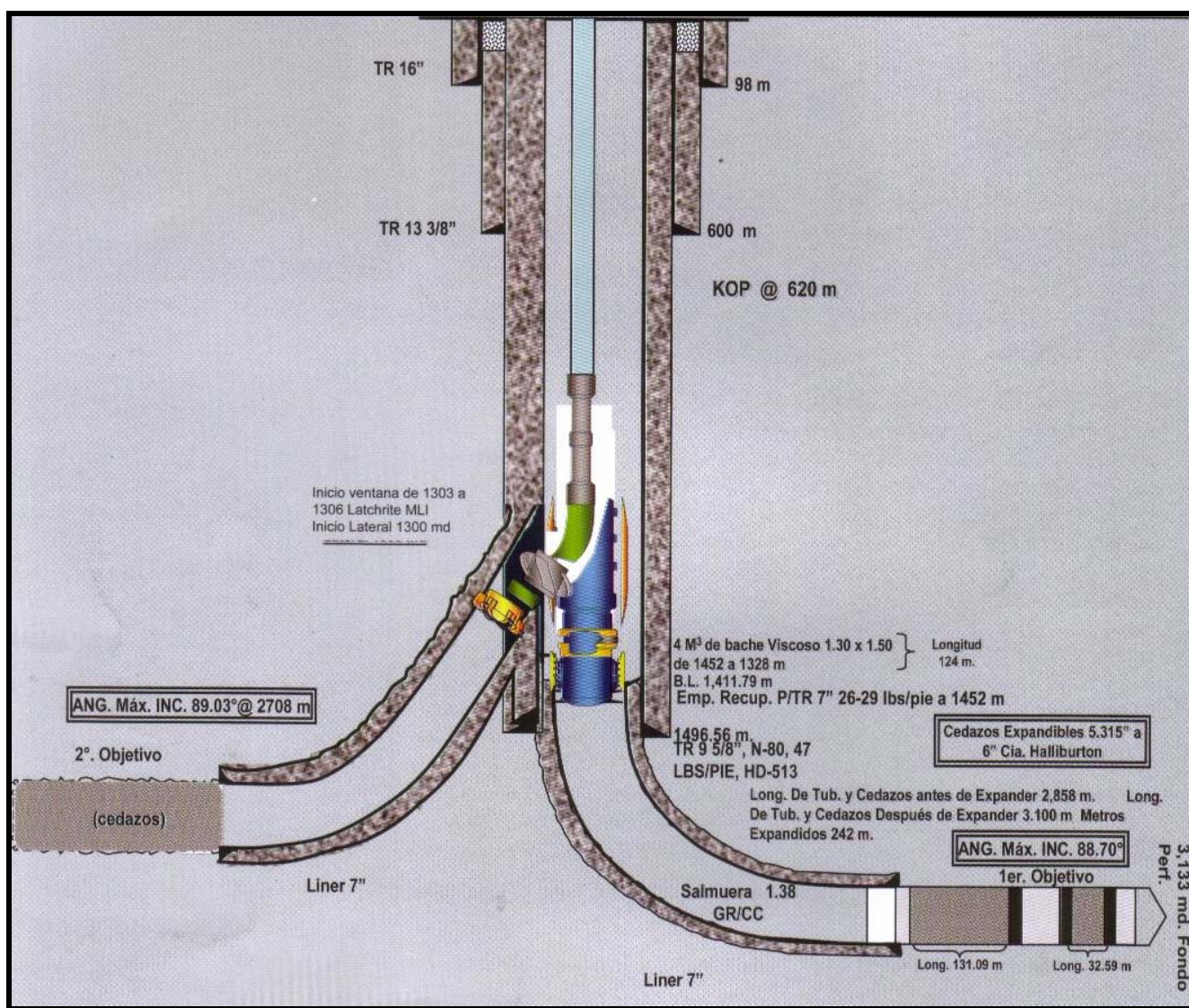


**FIGURA III.5 UBICACIÓN DEL CAMPO PAPAN.**

Con el objetivo de optimizar la explotación del campo Papan e incrementar la producción de gas, se planeó su desarrollo mediante la perforación de dos pozos exploratorios, cinco horizontales, siete direccionales y uno multilateral; permitiendo con ésto seleccionar un sistema multilateral de perforación nivel 4 (Figura III.6), teniendo los siguientes criterios:

| CRITERIO                        | SELECCIÓN   |
|---------------------------------|---|
| Yacimientos a producir por pozo | Uno   |
| Complejidad de la junta         | Nivel 4: Agujero madre y lateral revestido y cementado. Ambos agujeros cementados en la unión |
| Diámetro de la junta            | 9 5/8"  |
| Tipo de pozo                    | N – Nuevo   |
| Número de uniones               | 1 – Una   |
| Tipo de pozo                    | PN – Productor en flujo natural   |
| Tipo de terminación             | S – Sencilla  |
| Accesibilidad                   | PR – Permite la reentrada a las dos ramas, recuperando el aparejo de producción               |
| Control de flujo                | NON – No permitido por rama   |
| Clasificación TAML              | Nivel 4; Clasificación N-1-PN-S/4 PR-NON  |

El éxito de la perforación del pozo multilateral radicó en su planeación y diseño, en donde se tomó en consideración, entre otras cosas, las características del yacimiento, la probable productividad del pozo, la estabilidad de las formaciones y trayectoria de perforación, la geometría del pozo, los materiales, servicios y tecnología que se utilizarían durante la construcción del mismo. Se previó, también la utilización de las herramientas de fondo (motores) y toma de registros a tiempo real con sistemas de última generación.



**FIGURA III.6 ESTADO MECÁNICO DEL POZO PAPAN 93.**

Una comparación de los costos de producción de los pozos horizontales perforados en el campo (Papan 2 y 31) con los costos de producción estimada del pozo Multilateral Papan 93 (Tabla III.2), muestra que en términos de costos un pozo horizontal resultaría mas rentable.

**TABLA III.2 POZO HORIZONTAL vs MULTILATERAL.**

| <b>POZO</b> | <b>COSTO</b>  | <b>PRODUCCIÓN</b> |
|-------------|---------------|-------------------|
|             | <b>(MMDP)</b> | <b>(MMPCD)</b>    |
| Papan 2     | 32.1          | 41.1              |
| Papan 31    | 27.4          | 49.7              |
| Papan 93    | 69.5          | 100.0             |

Sin embargo, la implementación tecnológica del primer pozo multilateral en México, a mediano plazo, redundará en enormes beneficios técnicos y económicos, debido a que con esta tecnología se requerirá perforar menor número de pozos para desarrollar los campos, lo que conlleva a reducir los riesgos de accidentes personales y contaminación ambiental, además de permitir el drene de una mayor área que incrementará los factores de recuperación de los yacimientos. Además, es importante considerar que mediante la aplicación de esta técnica de perforación, los costos de las tecnologías horizontales se abaratarán y por consiguiente, la perforación y terminación de pozos multilaterales.

## ***CAPÍTULO IV***

---

### ***EJEMPLO DE APLICACIÓN***

---

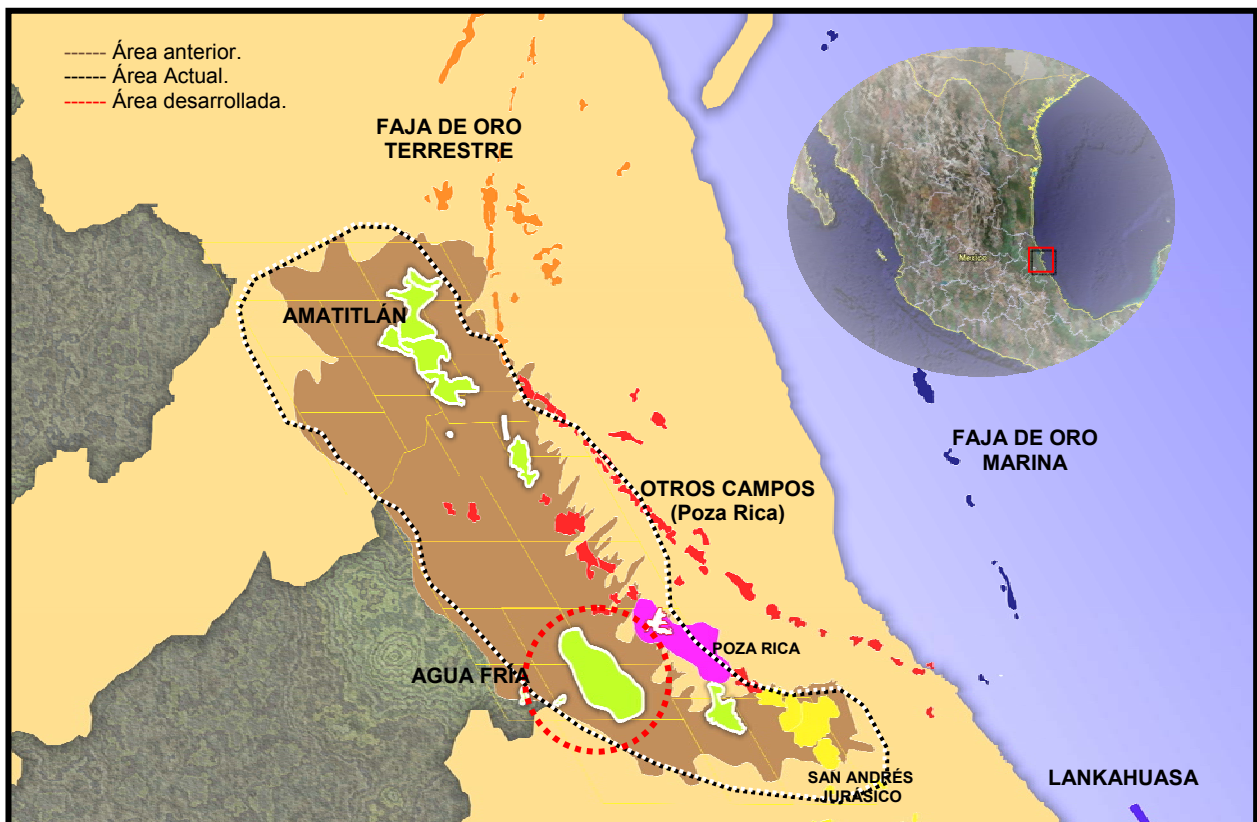
En este capítulo se podrá conocer el estudio que se realizó en el campo Agua Fría con la finalidad de detectar oportunidades para perforar pozos no convencionales (multilaterales) que ayuden a maximar la productividad en dicho campo; así como el análisis para la selección del mismo dentro de la clasificación TAML (Technical Advancements in Multilaterals).

## **IV.1 EJEMPLO DE APLICACIÓN**

Una nueva alternativa de desarrollo de las reservas del Paleocanal Chicontepec es la perforación de pozos no convencionales (multilaterales), ya que su aplicación significa una reducción importante en el número de pozos requeridos para la explotación de los hidrocarburos contenidos en los cuerpos arenosos del Paleocanal. Sin embargo, para que se tenga éxito con esta nueva tecnología es necesario disponer de la más amplia descripción del yacimiento tanto vertical como lateral.

### **LOCALIZACIÓN**

El Paleocanal de Chicontepec, tiene una extensión superficial que rebasa los 3000 km<sup>2</sup>, con 125 km. de largo por 25 km. de ancho en promedio (Figura IV.1). Se localiza geológicamente en la cuenca Tampico-Misantla, políticamente en los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo y tectónicamente entre los elementos de la Sierra Madre Oriental y la porción terrestre occidental del Arrecife de la Faja de Oro; en él están comprendidos los campos Agua Fría, Corralillo, Coapechaca y Tajín.



**FIGURA IV.1 LOCALIZACIÓN DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC.**

### **CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LA ZONA DE EXPLOTACIÓN**

Los criterios que se realizaron para la selección de la zona de explotación fueron tomados conforme a los resultados obtenidos en los análisis realizados en cuerpos arenosos de los campos Tajín y Agua Fría, con la integración de datos sísmicos, gastos de producción de aceite y gas, y la interpretación de registros geofísicos (mapas estructurales, de facies y de espesores netos). Dentro de la identificación de las zonas más favorables para el desarrollo de pozos multilaterales, se desarrolló una metodología de selección geológica que debería cumplir con las siguientes características:

1. Tener arenas bien definidas y desarrolladas.
2. Tener facies más prospectivas con buena extensión lateral.
3. Tener arenas con el menor número de intercalaciones de lutitas.

4. Tener desarrollo de facies extensivas para simplificar el proceso de perforación.
5. Tener arenas con producción probada, pero lo suficientemente alejadas de pozos existentes para evitar la interferencia con los mismos (desplazamiento lateral).

La estructura geológica en la zona de interés para el pozo multilateral en el Suroeste de Agua Fría es un monoclinal simple con un echado sur-sureste; mediante lo cual, desde una perspectiva geológica, el diseño óptimo de un pozo multilateral debería tener trayectorias a lo largo de los ejes deposicionales (para obtener máximos gastos), pero a un cierto ángulo de orientación de las fracturas (noreste) de tal manera que el pozo intercepte las más posibles y pueda romper los sellos lutíticos encontrados (Figura IV.2).

En los estudios realizados en cuanto a mapas de espesores netos y mapas de facies, para cada uno de los cuerpos; se obtuvo como resultado que el Canal Central es la facie que cuenta con las mejores características para el almacenamiento y producción de hidrocarburos.

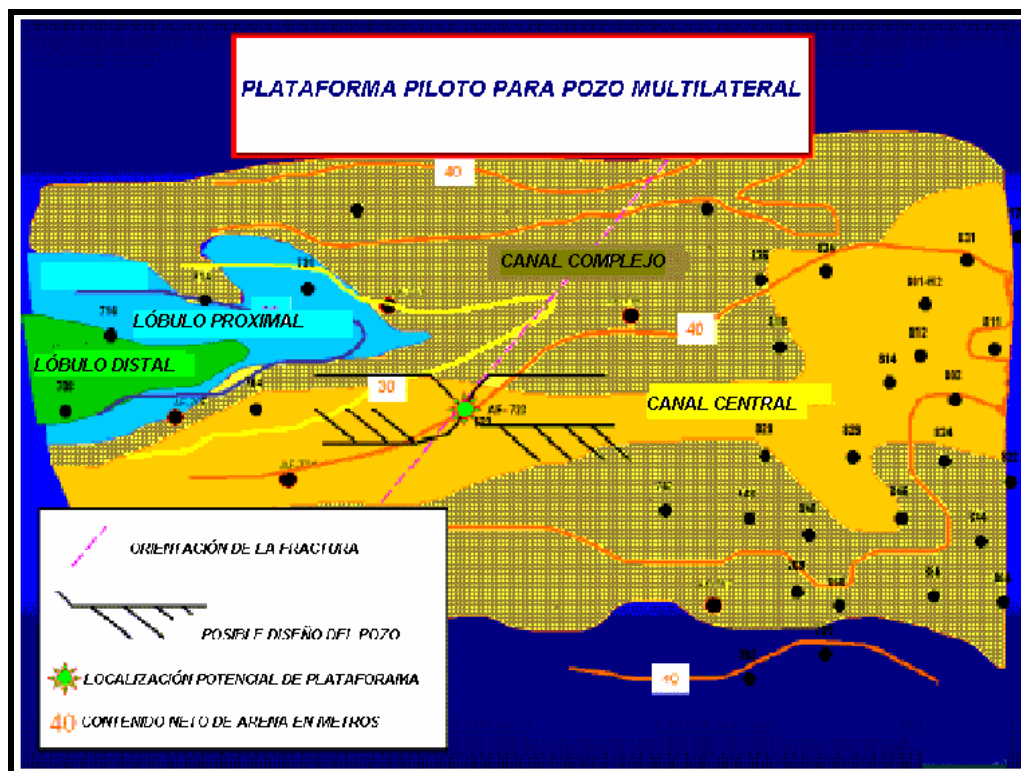


FIGURA IV.2 POZO MULTILATERAL CONCEPTUAL.



## POSICIÓN GEOLÓGICA ESTRUCTURAL

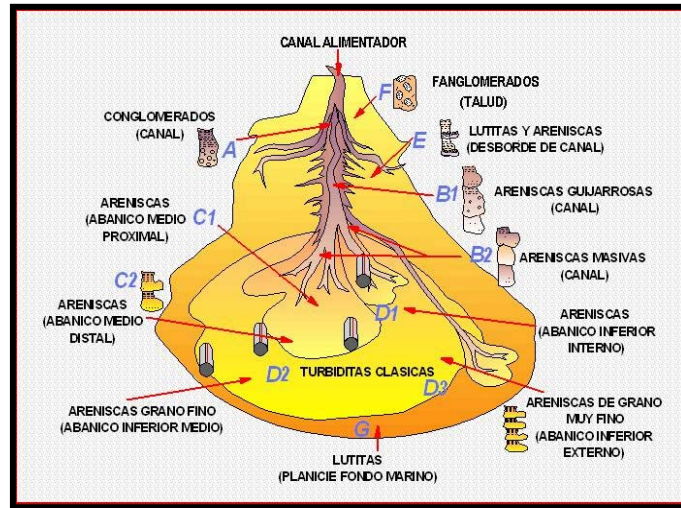
La secuencia correspondiente al Paleocanal está conformada por turbiditas depositadas en un ambiente de aguas profundas, definido a partir de asociación microfaunal. Estos sedimentos fueron datados entre el Paleoceno tardío y el Eoceno temprano y principalmente están compuestos por lutitas o limonitas y por areniscas de grano fino a muy fino.

La columna estratigráfica de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, está comprendida entre el Paleoceno Inferior y el Eoceno Inferior y esta representada por la Formación Chicontepec, la cual consta de tres miembros: Inferior, Medio y Superior (Figura IV.3).

| Periodo          | Época            | Edad       | M.A.        | Formación | Columna Estratigráfica   |  |
|------------------|------------------|------------|-------------|-----------|--------------------------|--|
| <b>Terciario</b> | <b>Eoceno</b>    | <b>Sup</b> | Priaboniano | 36        | Tantoyuca/Chapopote      |  |
|                  |                  |            |             |           |                          |  |
|                  |                  | <b>Med</b> | Bartoniano  | 39.4      | Guayabal                 |  |
|                  | Lutetiano        |            | 42          |           |                          |  |
|                  | <b>Paleoceno</b> | <b>Inf</b> | Ypresiano   | 49        | Chicontepec/Canal        | Discordancia   |
|                  |                  |            |             |           |                          |  |
|                  |                  | <b>Sup</b> | Thanesiano  | 54        | Chicontepec Med/Velasco  | Fm. Chicontepec: Areniscas y Lutitas Depositadas en Cañones y Abanicos Submarinos que Forman Yacimientos |
|                  | <b>Inf</b>       |            | Daniano     |           | Chicontepec Inf/ Velasco | Fm. Velasco Basal: Lutitas Calcáreas Rojas y Verdes de Aguas Profundas; Funcionan como Roca Sello        |
|                  |                  | 60.5       |             |           |                          |  |
|                  |                  |            | 66.5        |           |                          |  |

**FIGURA IV.3. COLUMNA GEOLÓGICA TIPO.**

Los estudios geológicos realizados en los sedimentos que conforman el relleno del Paleocanal Chicontepec, definen a estos como depósitos de abanicos submarinos de origen turbidítico, de ambiente nerítico externo y batial (Figura IV.4).



**FIGURA IV.4 MODELO GEOLÓGICO REGIONAL.**

La distribución y presencia de los cuerpos arenosos está en función de la energía y de la facie de depósito correspondiente, encontrándose estos en forma de lentes, bandas, acuíferos y truncamientos entre otros separados por intercalaciones de lutitas en mayor o menor espesor, lo cual da origen a yacimientos de hidrocarburos de manera independiente.

## HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO

La heterogeneidad del yacimiento del campo Agua Fría es alta, por lo que tener una buena caracterización del yacimiento es de vital importancia para la toma de decisiones sobre la estrategia de explotación del campo.

## COMPORTAMIENTO DE PRESIONES

Para el estudio de comportamiento de presiones, se recopiló una base de datos con la información de presiones estáticas y fluyentes; de la cual se tomó de cada registro los datos de: pozo, fecha, cuerpo, gradiente de presión en la última estación, profundidad, y presión a la profundidad de referencia, obteniendo los siguientes valores de profundidad para diferentes arenas:

| Arena | Profundidad TVDSS (M) |
|-------|-----------------------|
| 1     | 1380                  |
| 2     | 1420                  |
| 3     | 1470                  |

Una vez con estas profundidades de referencia, se calculó la presión corrigiéndola a este nivel de referencia utilizando el último gradiente de presión con la siguiente expresión:

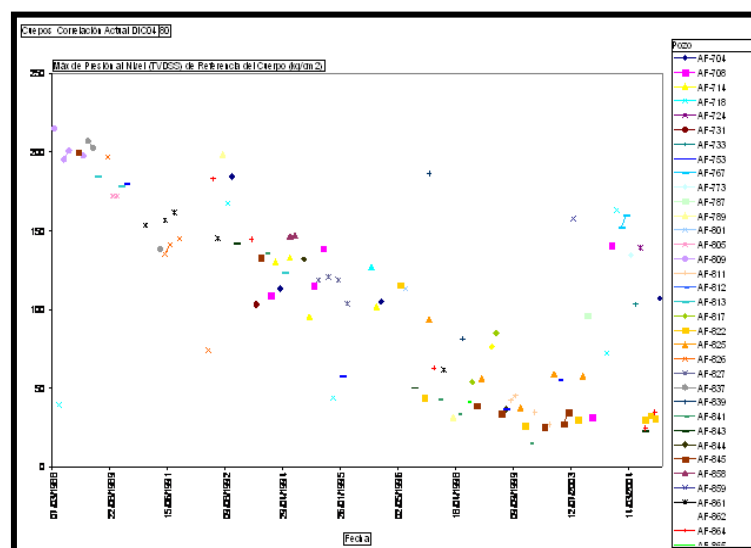
$$p_{@NRC} = p_{@última \text{ estación}} + \text{Grad. presión}_{@última \text{ estación}} (h_{@NRC} - h_{@última \text{ estación}})$$

donde NRC, es el Nivel de Referencia del Cuerpo (Tabla IV.1).

**TABLA IV.1 VALORES DE PRESIONES CORREGIDOS AL NRC.**

| Arena | Profundidad TVDSS (M) | Presión (kg/cm <sup>2</sup> ) |
|-------|-----------------------|-------------------------------|
| 1     | 1380                  | 204                           |
| 2     | 1420                  | 208                           |
| 3     | 1470                  | 212                           |

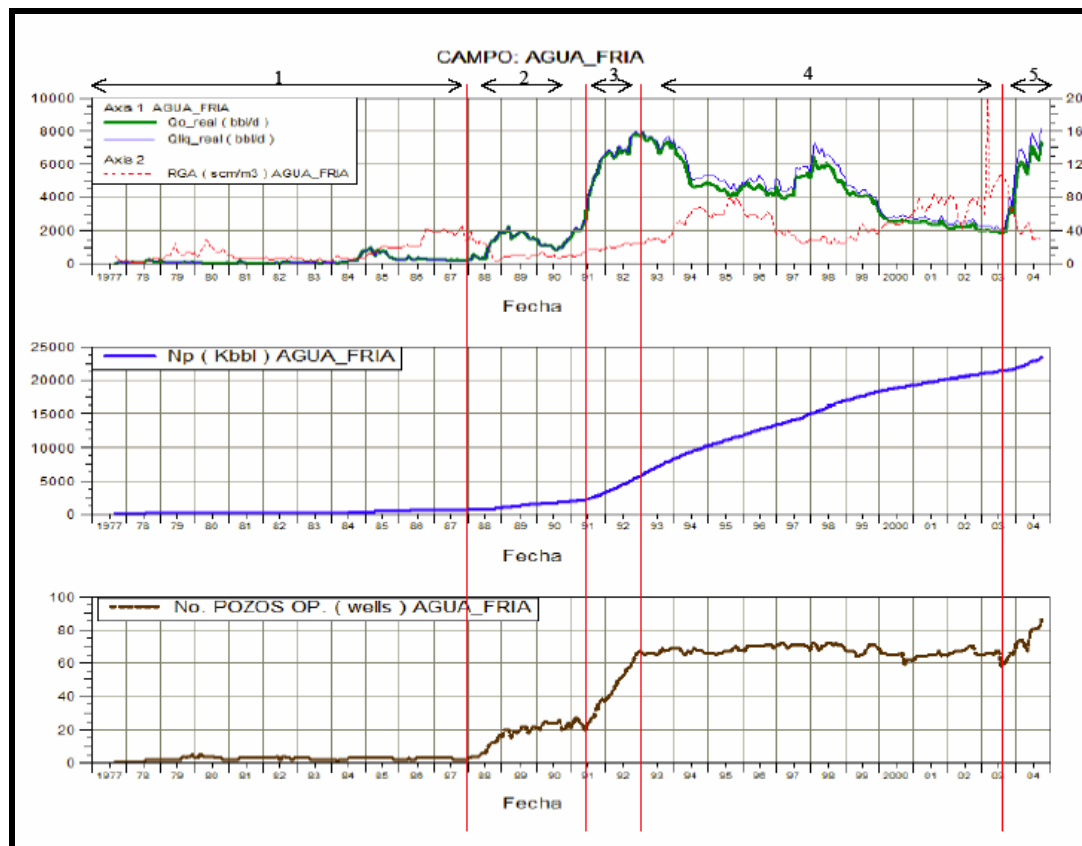
Graficando las presiones, se puede apreciar que al inicio se encuentran las presiones más altas, confirmándose que aún existen presiones originales debido a la baja permeabilidad, para pozos recién perforados (Figura IV.5).



**FIGURA IV.5 GRÁFICA DE PRESIÓN DE FONDO CERRADO AL NIVEL DE REFERENCIA.**

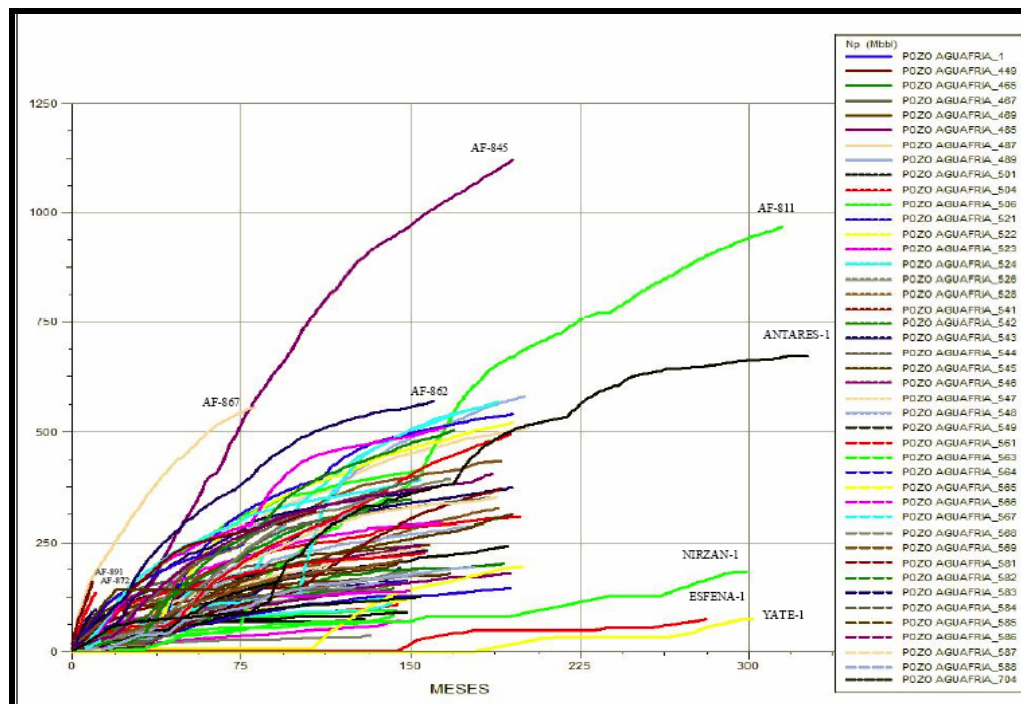
## COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

A continuación se muestran las diferentes etapas de comportamiento de producción que ha tenido el campo Agua Fría y se puede observar que la actividad ha ido aumentando en los últimos años (Figura IV.6).



**FIGURA IV.6 GRÁFICA DEL RITMO DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO AGUA FRÍA.**

Por otra parte, se realizó un análisis de la producción histórica de las diferentes arenas, asociándolo a las facies correspondientes en donde están terminados los pozos, mostrando que dependiendo de la misma, las producciones acumuladas son buenas y por la nueva correlación de espesores y facies, la zona propuesta para el pozo multilateral muestra grandes posibilidades de obtener buenos resultados; pudiendo observar que hay reserva por recuperar en otras facies (Figura IV.7).



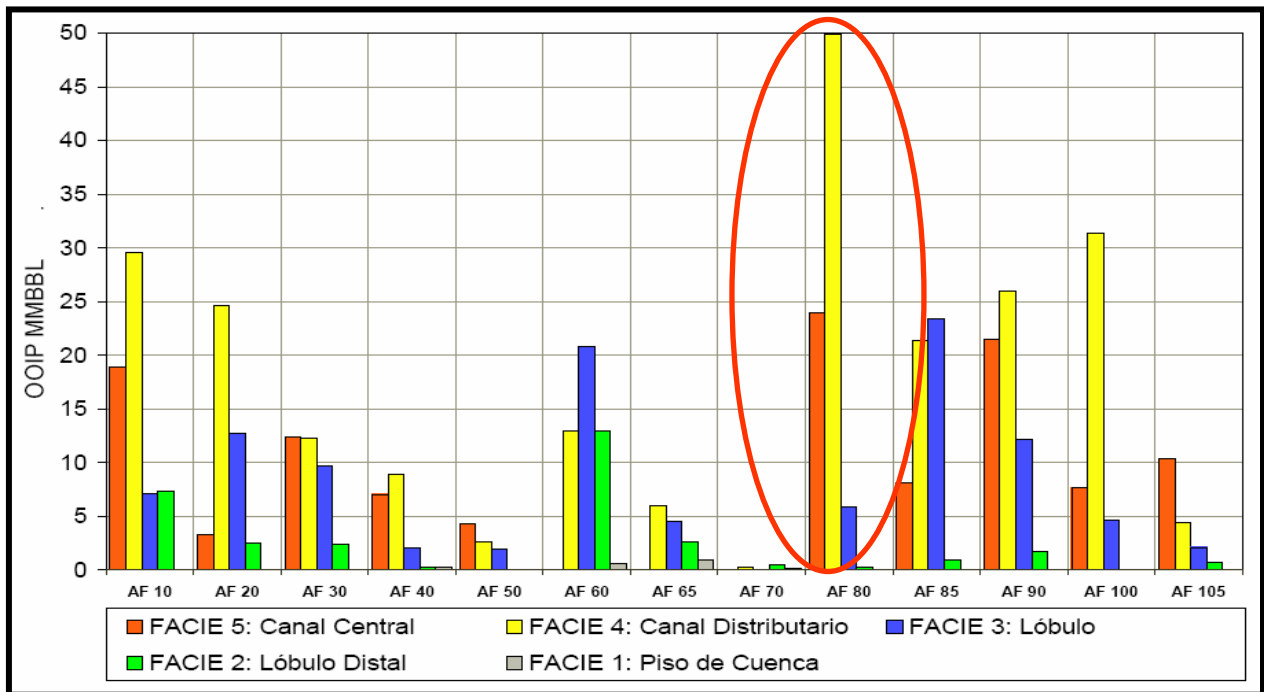
**FIGURA IV.7 PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO.**

### **CONTACTOS AGUA-ACEITE Y GAS ACEITE**

El yacimiento se encuentra inicialmente bajosaturado por lo que no existe un contacto gas – aceite y las producciones bajas de agua no son asociadas a un acuífero lo que justifica el abatimiento de presión observado en cada pozo al iniciarse su etapa productiva por lo que el contacto agua – aceite se puede considerar en la base del cuerpo.

### **DISTRIBUCIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL**

También se realizó un análisis de la distribución del volumen original de hidrocarburos en diferentes facies, encontrándose que la arena 80 tiene un volumen considerable. Para este estudio se utilizaron cálculos volumétricos, generándose mapas de espesores netos y porosidades a partir de datos de registros y no se generaron mapas de saturación de agua, pero se obtuvieron valores promedio por cuerpo y pozo que ayudaron al cálculo de volumen de hidrocarburos (Figura IV.8).



**FIGURA IV.8 DISTRIBUCIÓN DE VOLUMEN ORIGINAL.**

### **APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO Y NÚMERO DE LATERALES**

Para la selección del tipo de pozo multilateral (Nivel en la clasificación TAML) se tomaron en cuenta los requerimientos que se tenían, así como las restricciones existentes para diseñar el pozo. Tales requerimientos son los siguientes:

- Pozo con una productividad igual o superior a los pozos verticales fracturados que actualmente se están perforando.
- Pozo cuyos costos no excedan sustancialmente el costo actual de los pozos verticales fracturados, en cuyo caso el análisis económico dará la pauta para la viabilidad del proyecto.

Restricciones:

- Disponibilidad de información en el área seleccionada.

- Alta incertidumbre geológica (Yacimientos turbidíticos con una gran intercalación de arcillas con baja permeabilidad).
- Requerimiento o no de un fracturamiento hidráulico en el pozo.
- Zonas de presión anormal (Guayabal).
- Experiencia en este tipo de pozos en México.
- Capacidad de fluir las arenas de forma conjunta sin problemas de flujo cruzado o estrangulamiento natural.

Tomando en cuenta estos parámetros, se optó por seleccionar un pozo multilateral nivel 1 (TAML) tipo espina de pescado, terminado en agujero descubierto, tanto su rama principal como sus laterales (Figura IV.9, IV.10 y IV.11).

Las consideraciones para seleccionar este tipo de pozo fueron:

- Experiencia que se tiene con los 4 pozos horizontales perforados en Agua Fría, los cuales fueron terminados con liner ranurado sin ser fracturados, y su comportamiento productivo fue semejante al de un pozo vertical fracturado.
- Economía del sistema.
- Es el sistema más sencillo de pozo multilateral, que de acuerdo a TAML, es el más recomendado como inicio para la implementación de esta tecnología en compañías sin experiencia.
- No requiere de equipo de terminación especial para el sistema.
- Se cuenta con una formación consolidada en la cual no se esperan problemas de inestabilidad de las formaciones productoras ni problemas de producción de arenas.

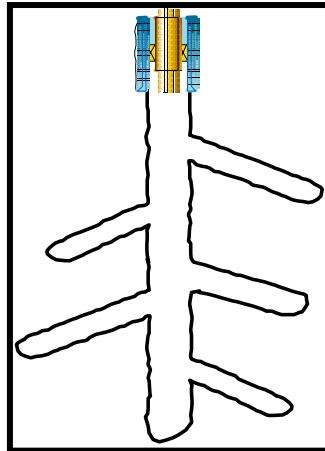


FIGURA IV.9 POZO MULTILATERAL NIVEL 1 (TAML).

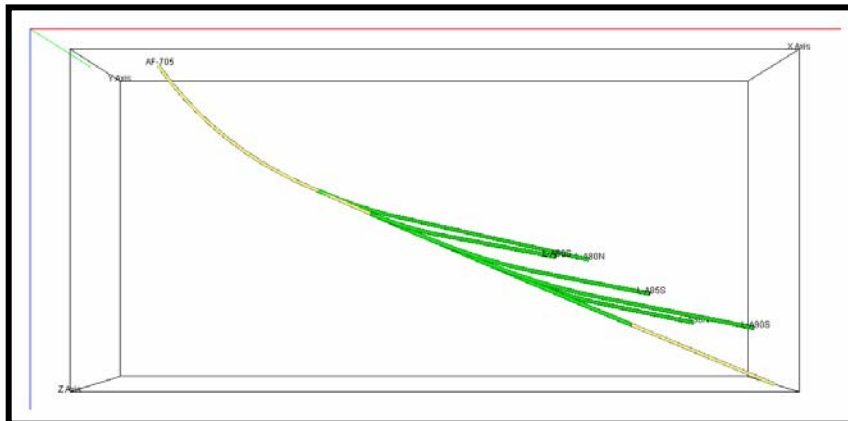


FIGURA IV.10 PERFIL DEL POZO MULTILATERAL.

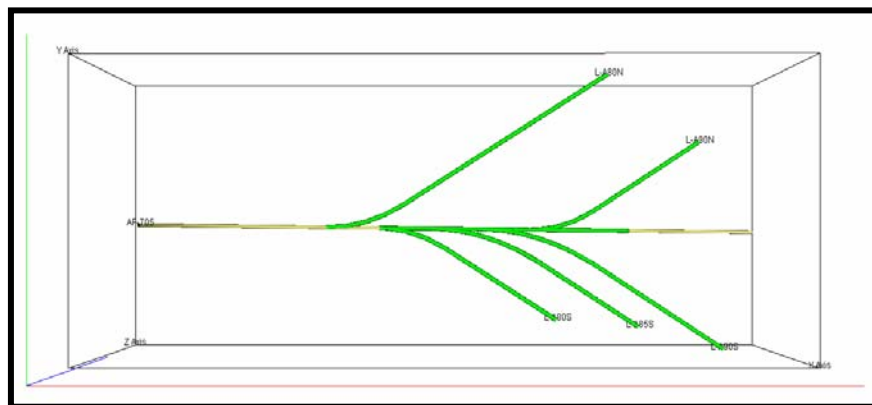


FIGURA IV.11 VISTA EN PLANTA DEL POZO MULTILATERAL.



Una de las desventajas de este tipo de pozo nivel 1 (TAML) en agujero descubierto, es que no es posible realizar ningún tipo de tratamiento dentro de los laterales del pozo, ya que no se cuenta con acceso a ellos por el tipo de sistema, de tal manera que no será posible efectuar un fracturamiento al pozo en caso de ser necesario. El único tipo de intervenciones posibles serán limpiezas e inducciones dentro de la rama principal del pozo.

Con esta opción seleccionada, se procedió a hacer un análisis del número de laterales recomendado para el pozo, así como la orientación del mismo, tomando en cuenta las direcciones preferenciales de flujo y las direcciones de perforación con mejor estabilidad, resultando un pozo con dirección este-oeste en su rama principal. Tomando en cuenta que las arenas 1 y 3 son las que tienen un mejor potencial de producción, se decidió proyectar un lateral a ambos lados del ramal de cada arena, con orientaciones SW-NE y NW-SE respectivamente para cada arena y proyectar solamente una rama lateral en la arena 2 con un menor potencial esperado con orientación NW-SE. Esta propuesta consta entonces de cinco ramas laterales de tipo espina de pescado, que desde el punto de vista de perforación no representa un problema potencial de diseño y operación. El análisis de las longitudes de cada lateral, estuvo regulado por los espesores de las formaciones estimados, así como por el ángulo de inclinación requerido por las trayectorias propuestas de acuerdo al programa direccional de construcción del pozo (Tabla IV.2).

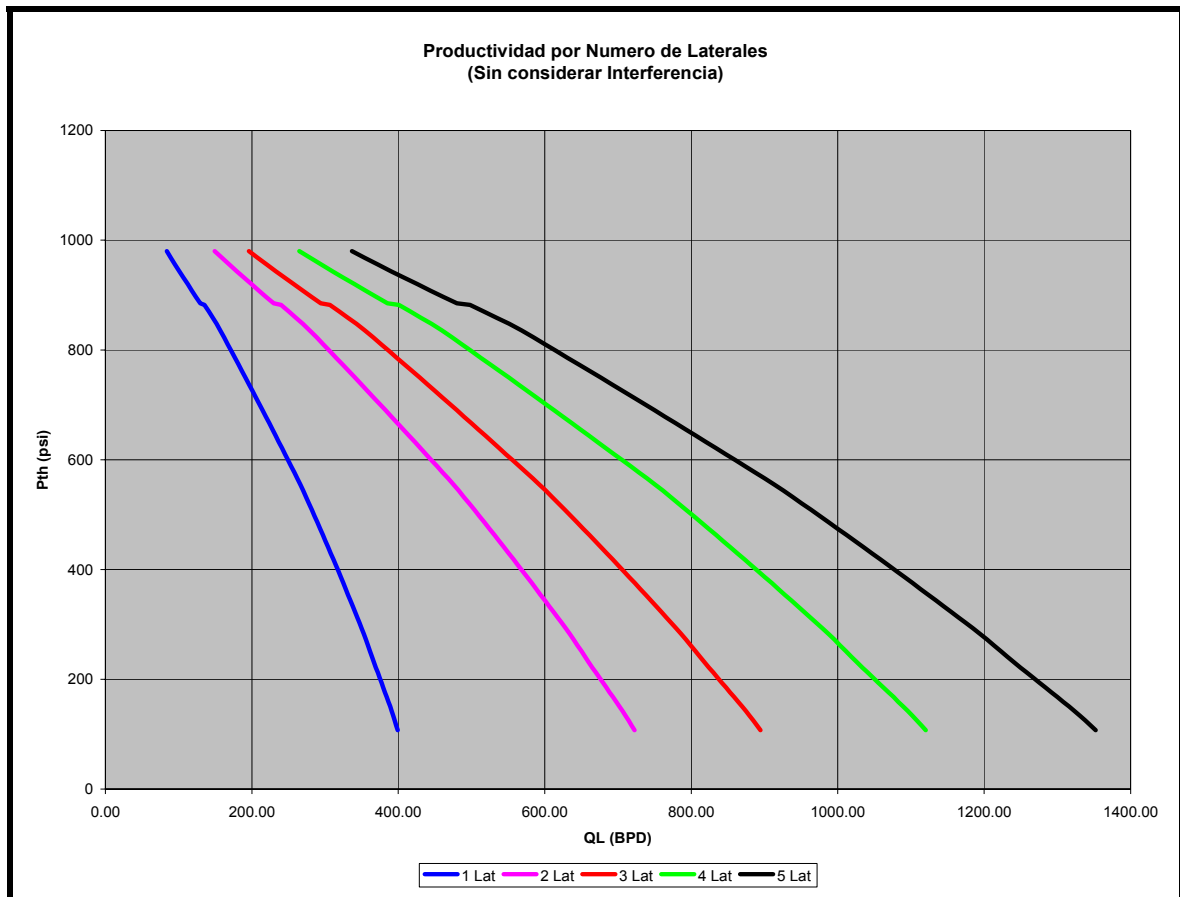
**TABLA IV.2 PROFUNDIDAD Y COORDENADAS DE LOS OBJETIVOS.**

| Objetivo        | Prof. Vertical<br>(m.b.m.r) | Prof. Des.<br>(m.b.m.r) | Desplazamiento<br>(m) | Azimuth<br>(°) | Coordenadas UTM (m) |         |
|-----------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------|---------------------|---------|
|                 |                             |                         |                       |                | X                   | Y       |
| Cima Cuerpo 80  | 1430.5                      | 1618.0                  | 400                   | 90.48          | 643506              | 2267893 |
| Cima Cuerpo 100 | 1600.0                      | 2052.5                  | 800                   | 90.48          | 643906              | 2267893 |

|                                     |                           |                          |
|-------------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| <b>PROFUNDIDAD TOTAL PROGRAMADA</b> | <b>1670.50 m.v.b.m.r.</b> | <b>2234.70 m.d.b.m.r</b> |
|-------------------------------------|---------------------------|--------------------------|

**Nota:** Está referenciada a la rama central del multilateral.

A continuación se muestra una gráfica de sensibilidad con respecto al número de laterales (Figura IV.12) de acuerdo a las características del pozo propuesto, con la finalidad de ver el impacto que tiene el número de laterales en la productividad total del pozo.



**FIGURA IV.12 PRODUCTIVIDAD POR NÚMERO DE LATERALES.**

### **GEPRESIONES Y ESTABILIDAD DE AGUJERO (GEOMECÁNICA)**

La metodología para desarrollar este estudio fue la siguiente:

1. Se recolectó la información de registros de pozos del área y se seleccionaron cuatro pozos para correlación. Esto con la finalidad de obtener los gradientes de presión de cada uno de ellos.

2. Se realizó el modelado geomecánico de estos pozos, considerando los estudios realizados en el área y apoyados en el software Wellcheck. Desarrollando un modelo y calibrando el mismo con los pozos existentes.
3. Posteriormente, se trabajó en el área específica donde se ubicaría el pozo y con base en los gradientes desarrollados se logró extrapolar las presiones de poro para el nuevo pozo.

A continuación se muestran los resultados obtenidos.

En una sección se muestran las diferentes geopresiones desarrolladas para cada uno de los cuatro pozos de correlación, se observa mucha variación entre las propiedades, ya que algunos de los pozos cuentan con pocos datos de registros y que no existen mayores datos de calibración para poder desarrollar una confiable correlación de cada uno de ellos, por lo que la incertidumbre es grande. En la Figura IV.13, se muestra la comparación de las propiedades resistivas entre los pozos de correlación, donde se observa gran diferencia entre ellos, por lo que al momento de desarrollar los gradientes de presión, se reflejan estas diferencias. Aunado a esto, se tiene que la mayoría de los pozos cuentan solo con registros resistivos, rayos gamma y de litodensidad.

En la Figura IV.14, se tiene la comparación entre los diferentes gradientes de geopresión obtenidos para los pozos de correlación, donde se confirma la gran heterogeneidad en los valores obtenidos.

Para el desarrollo del modelo geomecánico, se utilizaron los datos obtenidos en geopresiones de pozos que tuvieran los mejores datos de registros y calibración; del cual se obtuvo un modelo de roca (Figura IV.15).

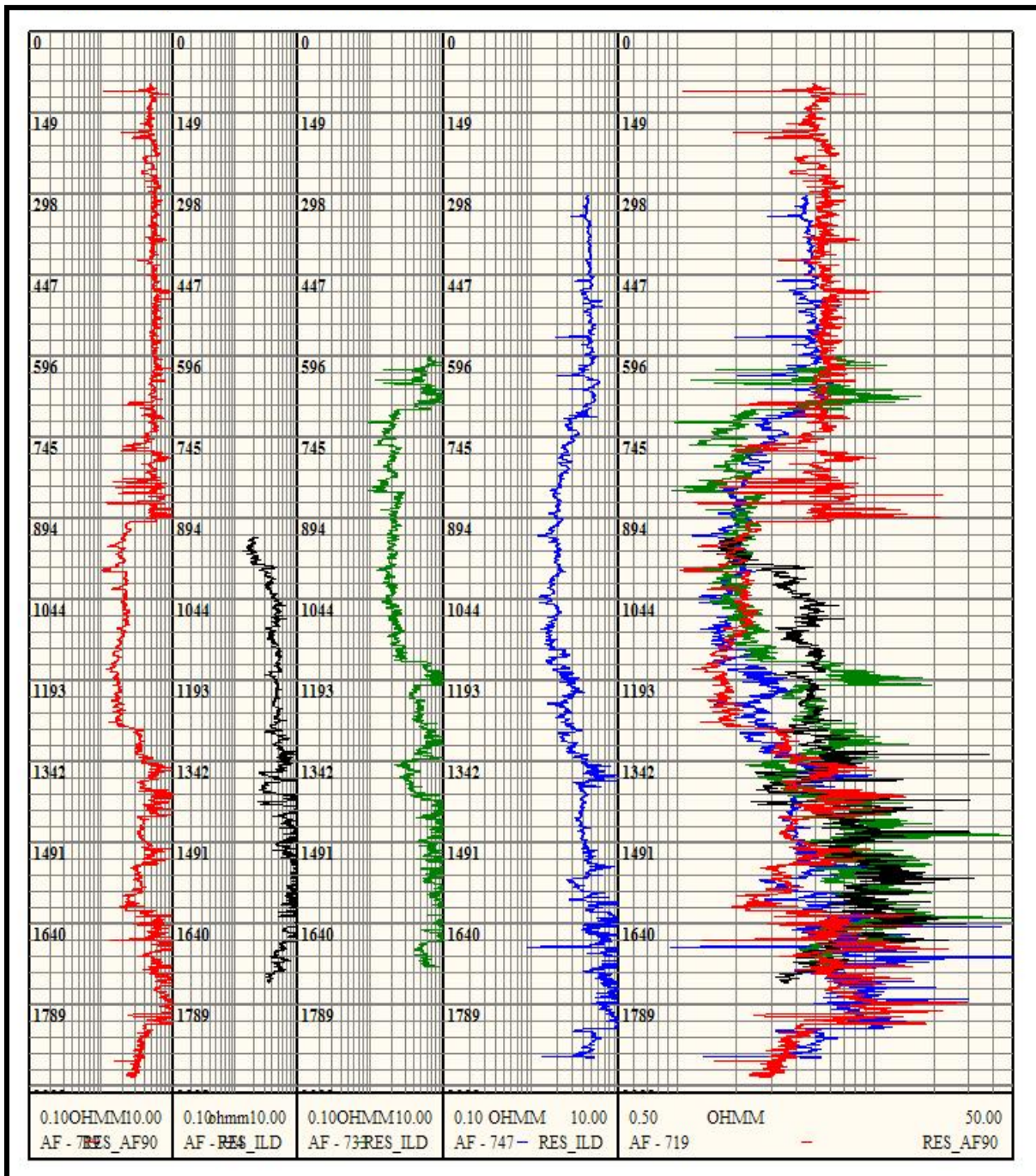
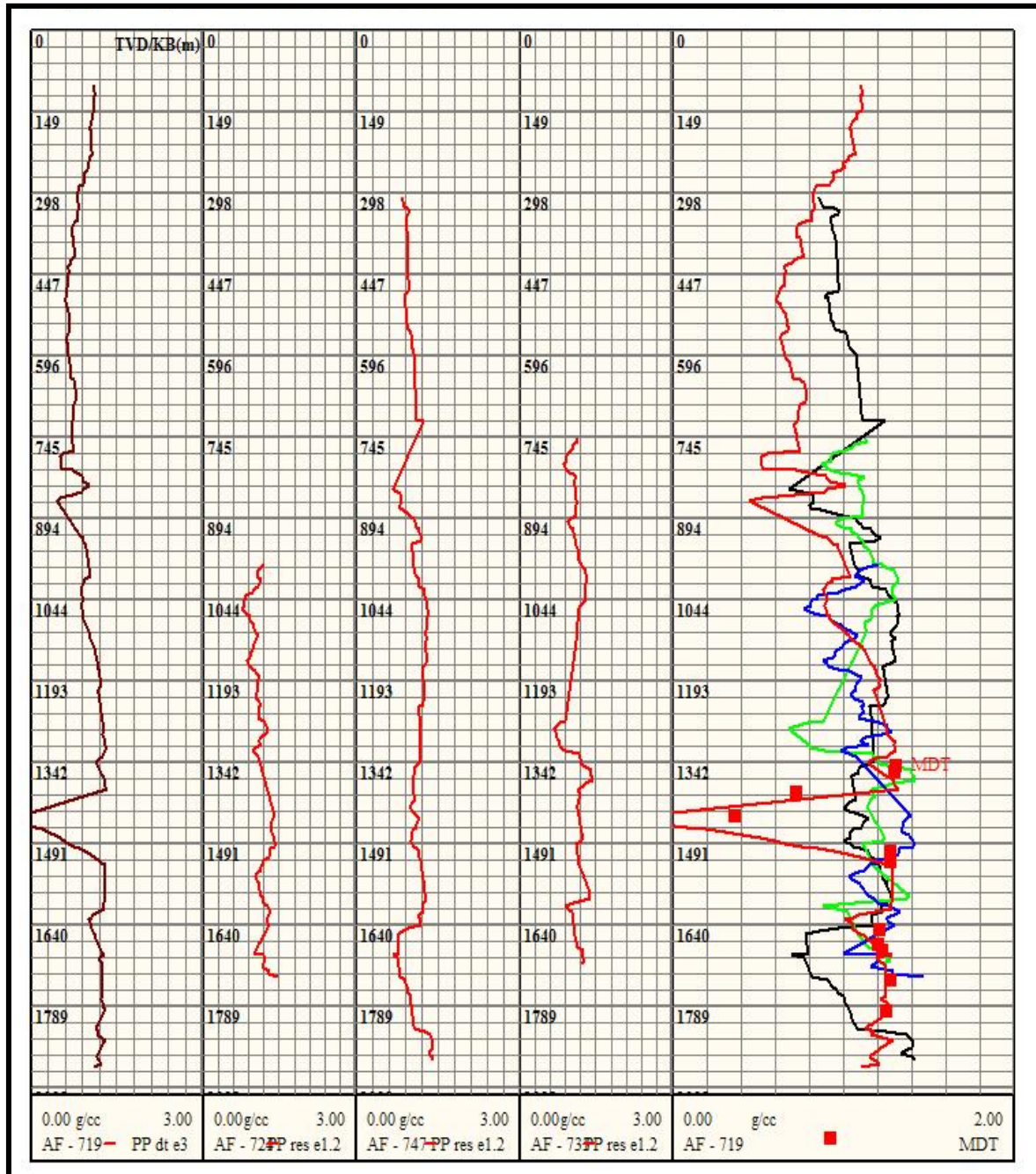
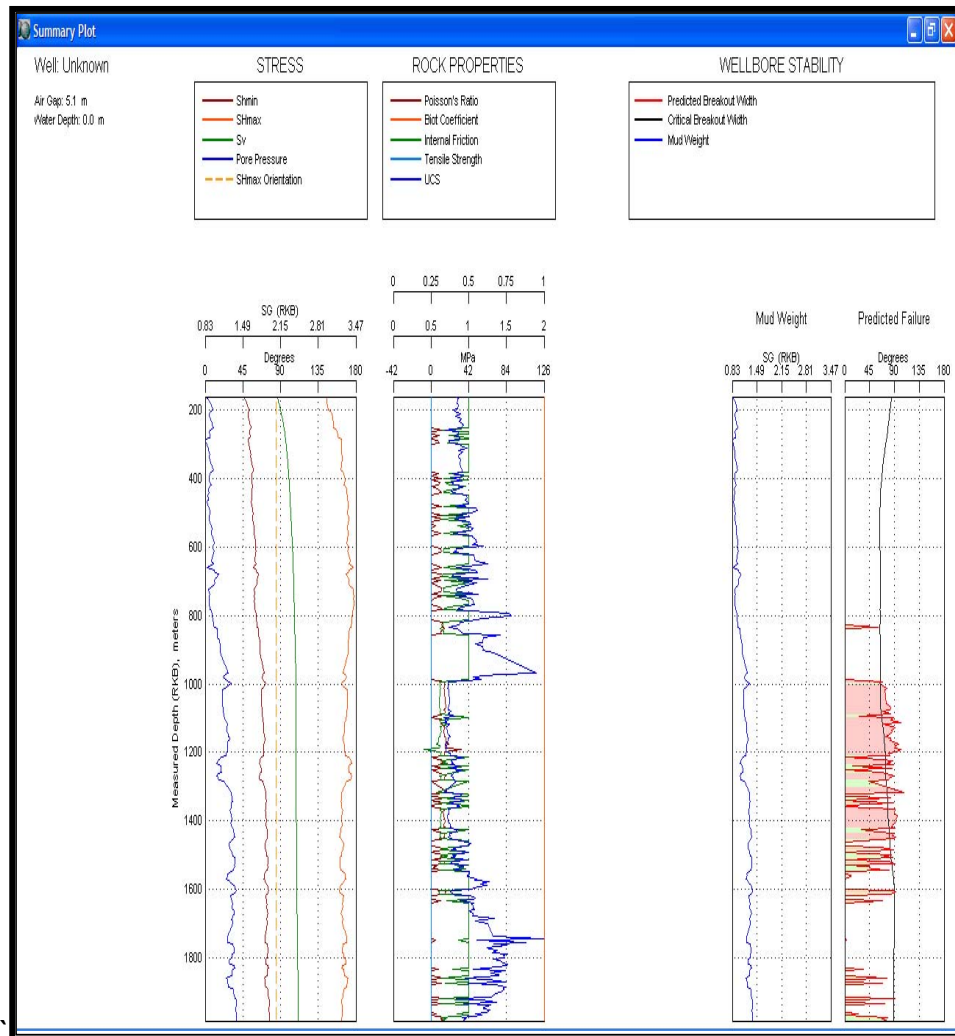


FIGURA IV.13 COMPARACIÓN DE RESISTIVIDADES PARA POZOS DE CORRELACIÓN.



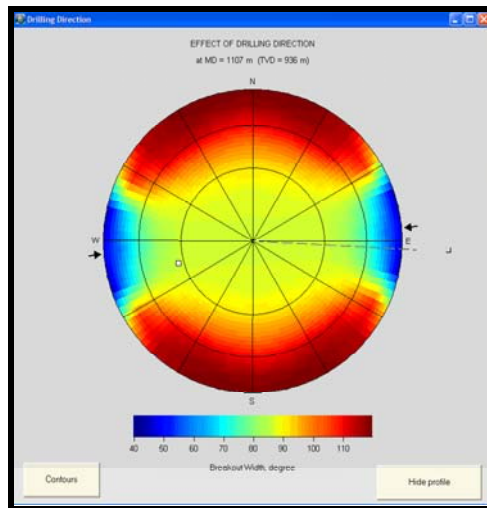
**FIGURA IV.14 COMPARACIÓN DE GRADIENTES DE PRESIÓN DE PORO PARA LOS POZOS DE CORRELACIÓN.**



**FIGURA IV.15 DESARROLLO DE LOS MODELOS DE ESTABILIDAD Y DE ROCA.**

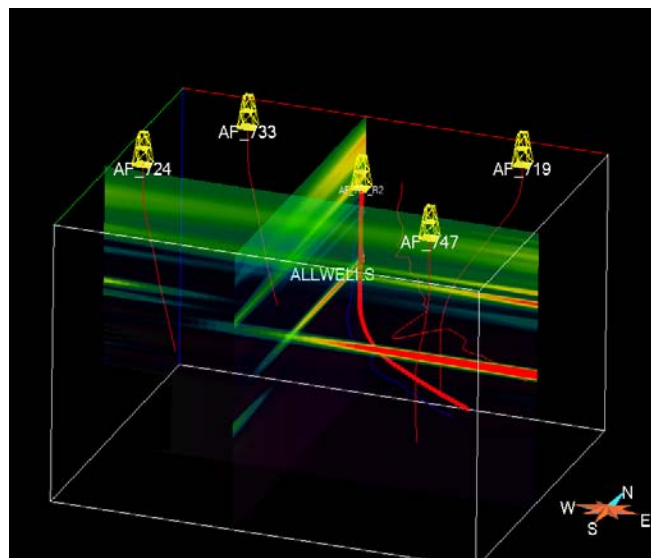
En el desarrollo del modelo de estabilidad, se consideraron los resultados obtenidos de análisis de núcleos, así como la recomendación de tomar un modelo de falla no lineal, como el modelo de Lade modificado, el cual es un modelo cúbico de falla.

Con base en este modelo geomecánico, se trabajó el sentido de apertura de los “breakout”, donde se puede observar que la dirección preferencial de perforación se encuentra en el sentido Este-Oeste. Lo que explica el porque de la decisión de perforar la rama principal en este sentido (Figura IV.16).



**FIGURA IV.16 GRÁFICA DE DIRECCIÓN VS TAMAÑO DE LOS BREAKOUT.**

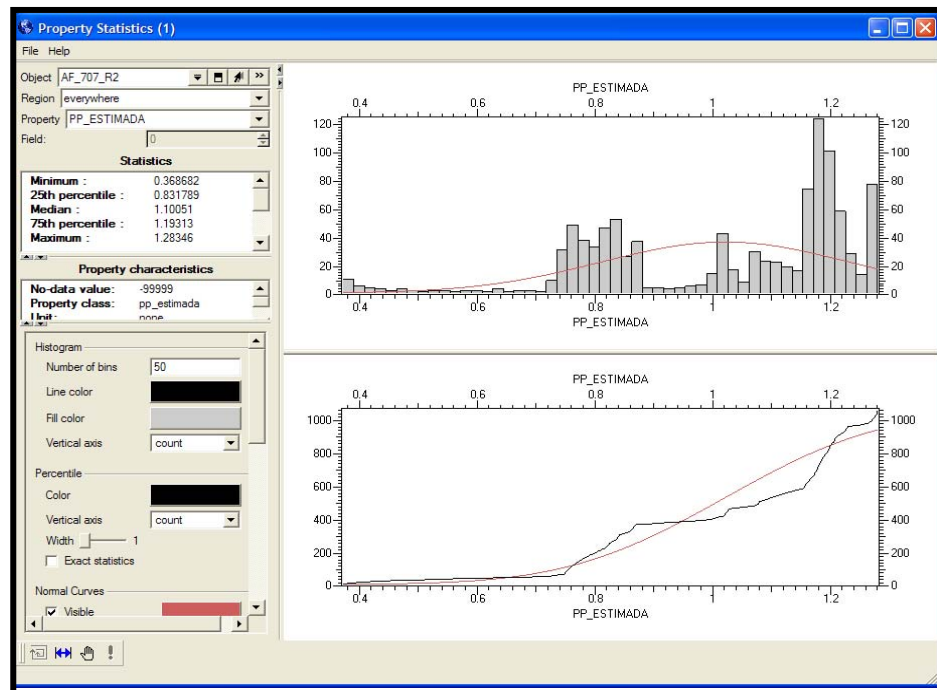
Con el estudio geomecánico, se corroboró la existencia de la zona problemática, que correlacionada con las columnas estratigráficas y con las operaciones en el campo, corresponde a la zona de E. Guayabal, aspecto importante utilizado para definir el asentamiento de la TR. De esta manera se aislará dicha zona y reforzará el trabajo direccional de la última etapa, mejorando la estabilidad del agujero. Posteriormente, se procedió a simular las posibles presiones que se tendrían en el desarrollo del pozo, generando un cubo de presiones del área, sin tener en cuenta discordancias o fallamientos dentro del mismo, como se observa en la Figura IV.17.



**FIGURA IV.17 CUBO DE PRESIONES GENERADO ENTRE LOS POZOS DE CORRELACIÓN Y EXTRAPOLADOS PARA EL NUEVO POZO MULTILATERAL.**

Como se puede observar en la Figura IV.17, existe un riesgo potencial de zona de baja presión a +/- 1400 m. Según se observó en dos de los pozos de correlación y lo que se visualiza en el cubo de presiones para el desarrollo y cálculo de la presión de poro.

En el histograma de la Figura IV.18, se observa también la zona de baja presión. Esta región se puede apreciar al generar los gradientes de poro y fractura para este pozo (Zona roja en la gráfica).



**FIGURA IV.18 HISTOGRAMA DE VALORES DE PRESIÓN DE PORO GENERADA PARA EL NUEVO POZO.**

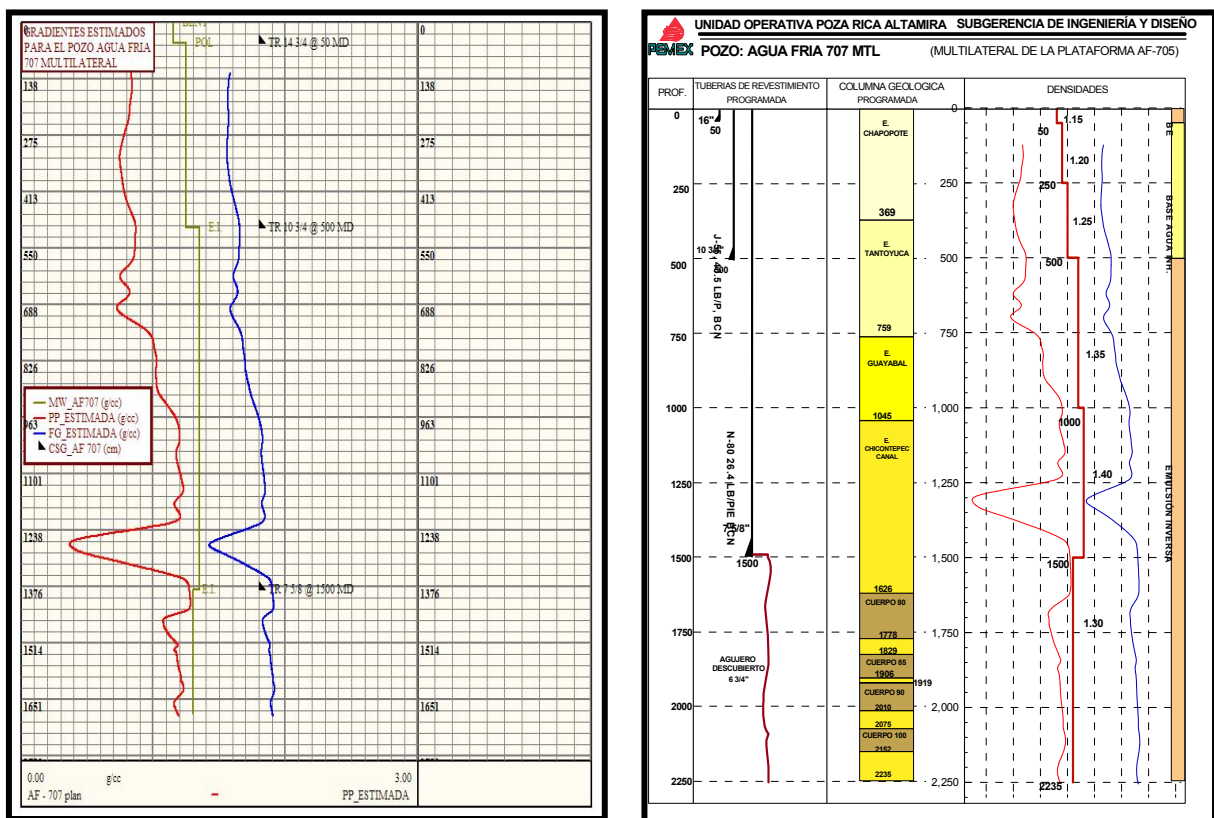
Todo este análisis, conduce a formular las tendencias de gradientes de presión de poro y fractura que se pueden apreciar al inicio del trabajo, así como a hacer algunas observaciones al respecto:

1. Tener en cuenta que la última TR de 7 5/8, debe quedar por debajo de la formación E. Guayabal, como condición fundamental para asegurar una buena estabilidad de agujero en el desarrollo de la última etapa direccional, donde se realizarán las espinas de pescado.



2. Coordinar con logística la atención oportuna de materiales para una posible pérdida de circulación al momento de atravesar la zona de baja presión en la tercera etapa, pues, si bien se ha diseñado la densidad del lodo para evitar dicha fractura, debe atenderse bombeando baches de obturantes, finos y medios para su control.
  
3. El sentido preferencial de la perforación, es de Oeste-Este o viceversa, por lo que al momento de perforar las espinas de pescado, se debe tener especial cuidado y se recomienda circular constantemente así como comprobar que la sarta no tenga problemas de torque o arrastre durante su ejecución.

De esta manera se obtuvieron las curvas de presión de poro y fractura para la trayectoria principal del pozo multilateral (Figura IV.19).



**FIGURA IV.19 RESULTADO DEL PERFIL DE GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTOS DE TR.**

## TERMINACIÓN DEL POZO

Se tendrá un desarrollo de pozo multilateral, con pozos con alto ángulo de inclinación, por lo que se debe tener especial cuidado en el desarrollo de la última etapa de la perforación, donde se desarrollará la tecnología multilateral con alto ángulo de inclinación.

De manera esquemática se presenta a continuación el estado mecánico final del pozo multilateral AF-MLT (Figura IV.20).

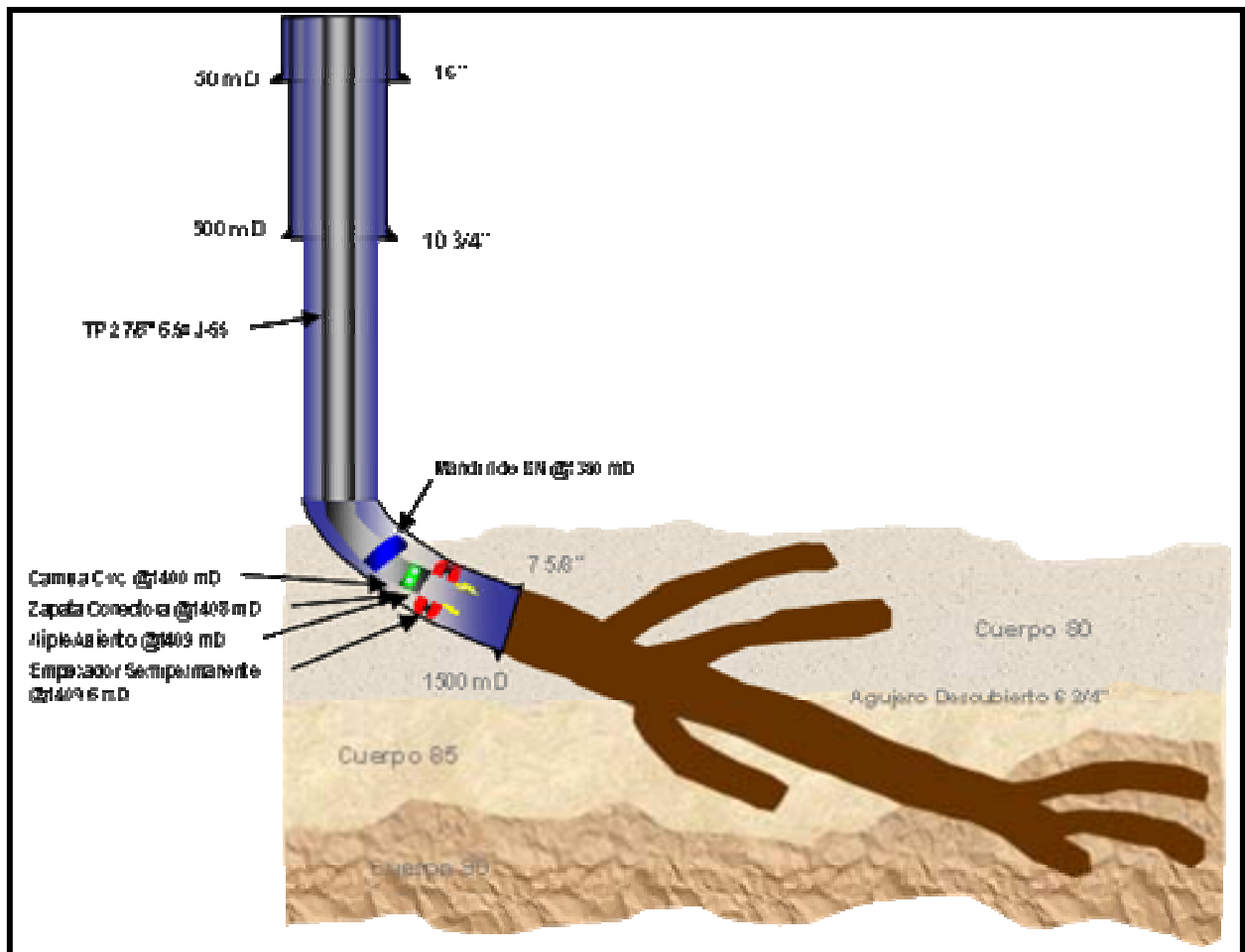


FIGURA IV.20 ESTADO MECÁNICO DEL POZO AF-MLT.

## **PRODUCTIVIDAD**

Siguiendo la metodología de análisis presentada en el capítulo dos, se realizó el estudio para el pozo multilateral en régimen estacionario (steady state) utilizando dos metodologías de análisis complementarios:

1. Modelo horizontal (Joshi) y longitud total equivalente (**PIPESIM**).
2. Flujo fraccional, flujo cruzado, estrangulamiento natural, conificaciones (**University of Texas Multilateral Well Performance (UTMWP)**).

Además, se realizó una comparación con los resultados obtenidos con la simulación numérica en CMT (Completion Modeling Tool) de ECLIPSE.

Realizar este tipo de análisis comparativo de un método analítico en estado estacionario (steady state), con un método de simulación numérica en régimen transitorio, facilitará el proceso de análisis y validará ambos métodos de no encontrarse discrepancias significativas entre ellos. Para ambos modelos se consideró la misma información tanto de propiedades del yacimiento (roca y fluidos), como geometría del pozo (trayectoria del pozo multilateral propuesto). En especial para el análisis realizado con el simulador numérico (CMT), no se consideró el uso de tablas hidráulicas para evaluar el comportamiento en tubería vertical, es decir que los resultados obtenidos fueron a condiciones de fondo de pozo, debido a que la incorporación de tablas hidráulicas acarrea problemas de convergencia dentro del modelo. Para simular entonces el flujo de los fluidos del fondo del pozo a la superficie se utilizó el simulador PIPESIM, para generar las gráficas que se requieren para llevar todo a condiciones de superficie considerando el sistema de flujo en la tubería de producción.

## DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN Y CURVAS DE SATURACIÓN

Se utilizaron datos PVT de un estudio realizado con base en muestras de fondo de distintos pozos y una recombinada para la descripción de los fluidos de la formación. Para este estudio se tomaron bases de datos de gravedades API y viscosidades de aceite (muestras de superficie). Con base en los datos obtenidos, se utilizaron solamente los siguientes parámetros:

$$P_b = 160.4 \text{ kg/cm}^2$$

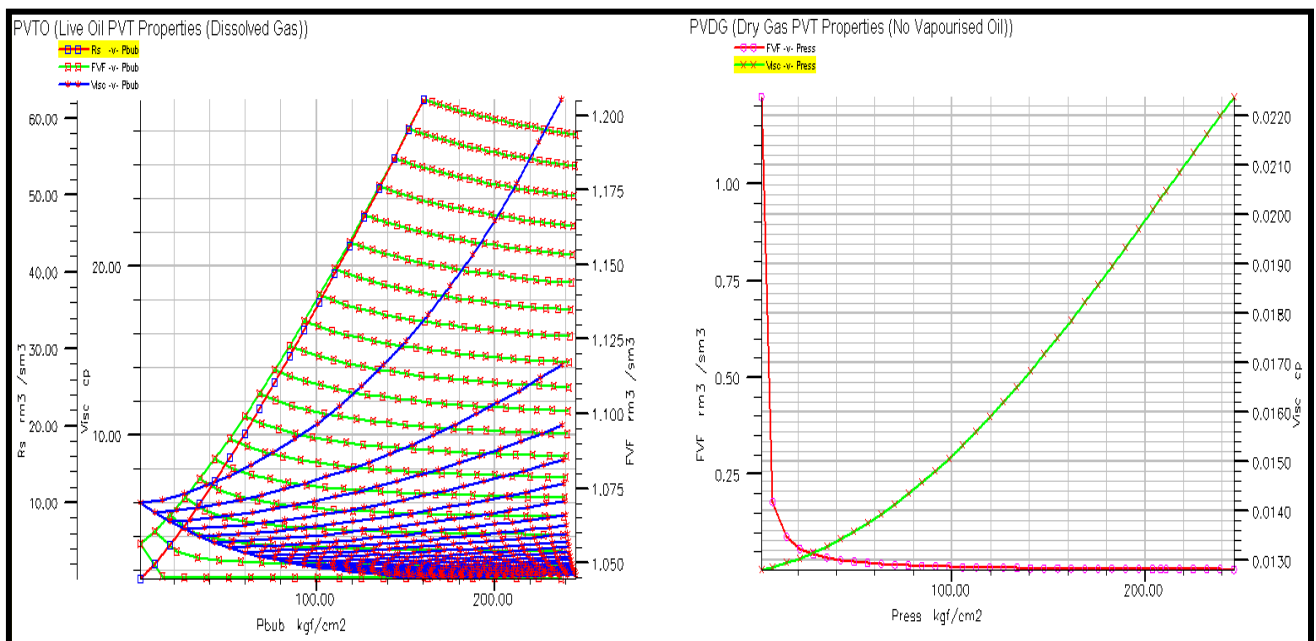
$$\text{Gravedad específica del gas} = 0.9$$

$$T = 82^\circ \text{ C}$$

$$R_s = 60 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$^\circ \text{API} = 24$$

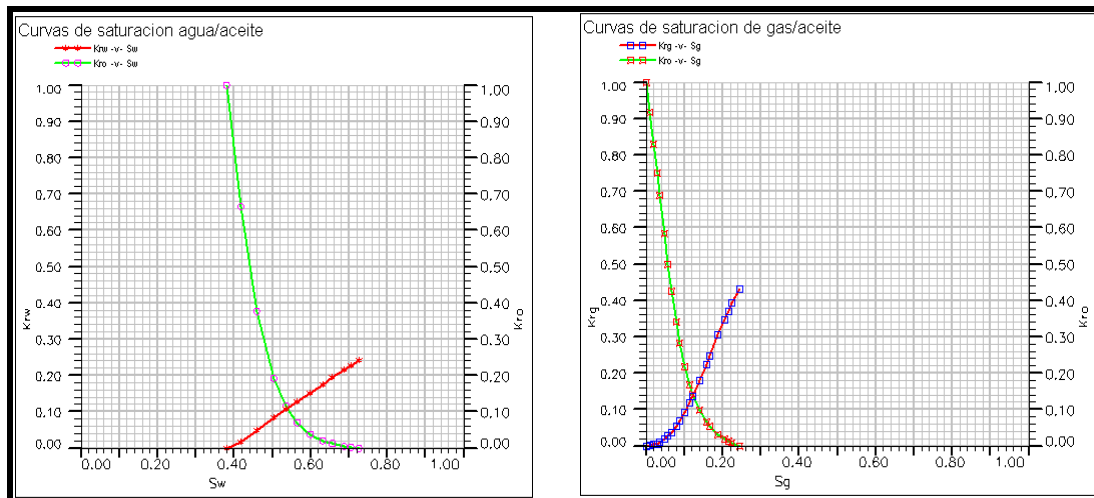
Dando como resultados las siguientes propiedades de los fluidos (Figura IV.21):



**FIGURA IV.21 PROPIEDADES DEL ACEITE Y GAS.**

En cuanto a las curvas de saturación se utilizaron los datos del reporte de un pozo vecino (Figura IV.22).

Se definieron condiciones iniciales promedio de saturación de fluidos. Inicialmente el yacimiento se encuentra por arriba de la presión de saturación, razón por la cual solamente se tienen presentes dos fases, agua y aceite. El gas se encuentra disuelto en el aceite. La saturación de agua congénita ( $S_{wi}$ ) es de 0.38, quedando así una saturación de aceite inicial ( $S_{oi}$ ) de 0.62.



**FIGURA IV.22 CURVAS DE  $k$ 'S RELATIVAS: A) AGUA/ACEITE, B) GAS/ACEITE.**

Para el análisis de perfiles de producción del pozo multilateral y vertical, se compararon las producciones de ambos pozos, teniendo como resultado que la producción del pozo multilateral es significativamente mayor en etapas tempranas de la explotación, a medida que el tiempo va avanzado se observa una tendencia de declinación similar en cuanto a la pendiente en la producción de ambos pozos, teniéndose un gasto final de 325 BPD para el multilateral y 29 BPD para el vertical, aproximadamente (Figura IV.23).

En cuanto al gas, se observa de igual manera una mayor producción para el caso del pozo multilateral, esto debido principalmente a la mayor producción de aceite con su gas disuelto asociado en las primeras etapas de producción, esto es, cuando aún no se ha alcanzado una presión por debajo del punto de burbujeo. Al momento de alcanzarse este punto de burbujeo se observa un aumento en producción de gas para el pozo vertical, cosa que para el pozo multilateral no sucede, esto debido a las menores caídas de presión en el multilateral (Figura V.24).

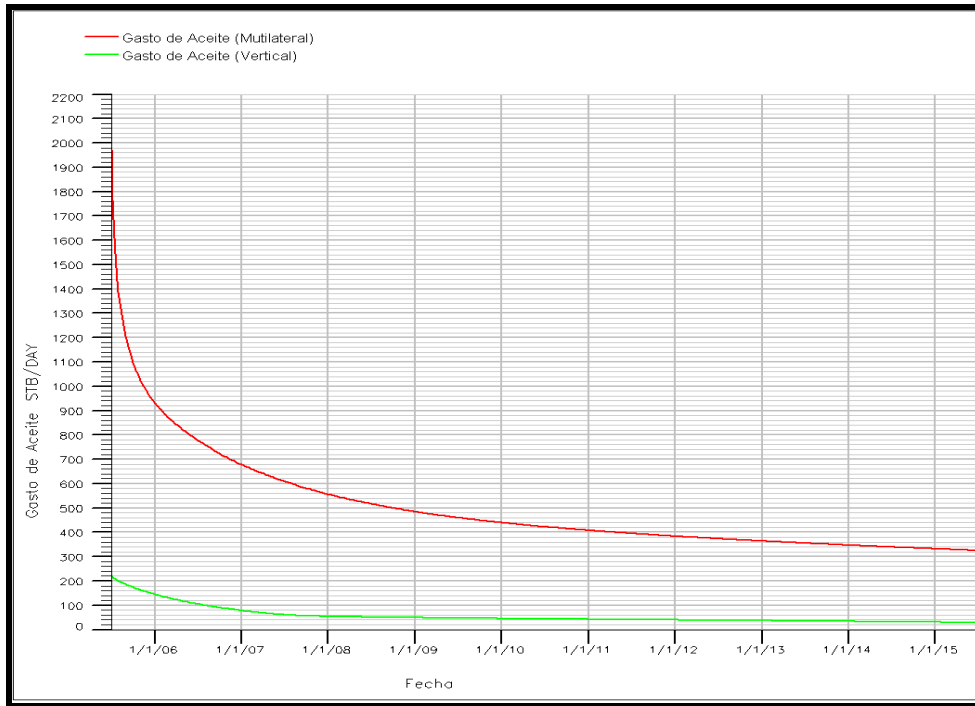


FIGURA IV.23 PRODUCCIÓN DE ACEITE, MULTILATERAL Y VERTICAL.

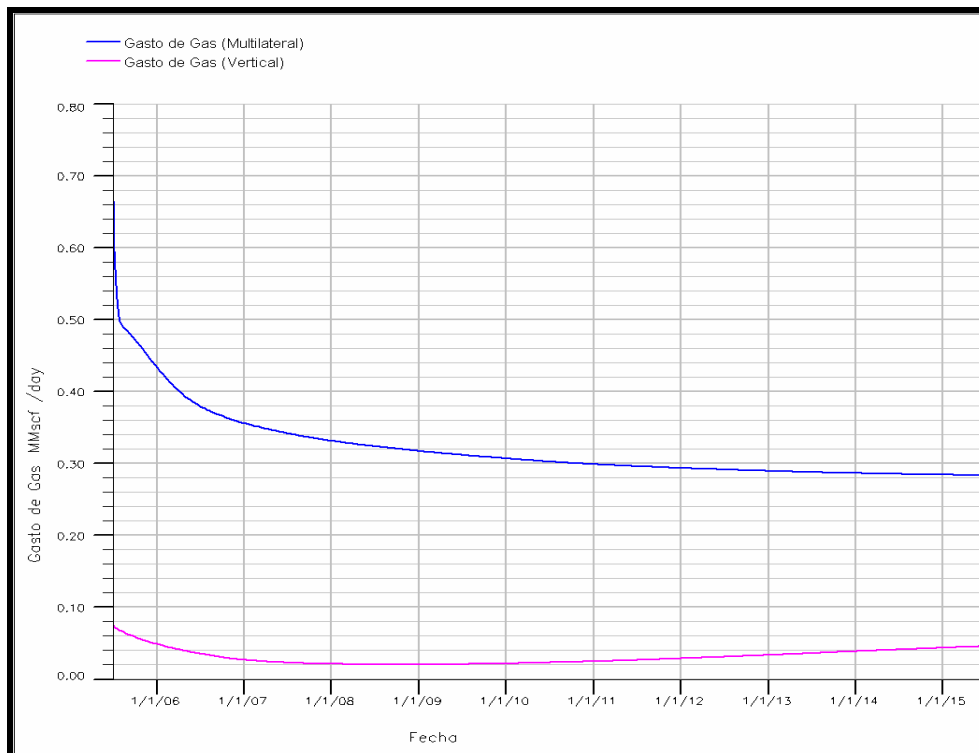
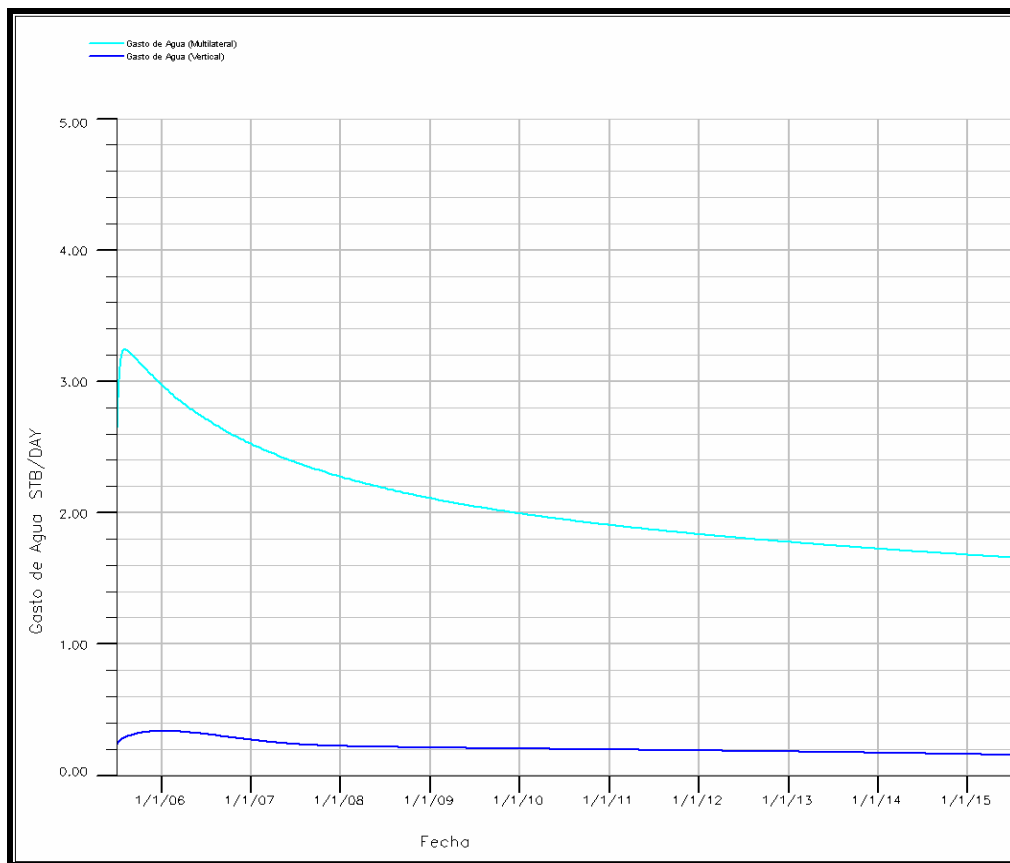


FIGURA IV.24 GASTO DE GAS.

En cuanto a la producción de agua esta es mínima para ambos casos, debido a que no se tiene presencia de un acuífero en el modelo, el único aporte de agua proviene de la que se encontraba inicialmente en el yacimiento (Figura IV.25).

En cuanto a la producción acumulada de aceite (Np) para el tiempo de simulación (10 años), se observa un incremento considerable de ésta. Lo mismo sucede con la producción acumulada de gas (Gp) (Tabla IV.3 y Figura IV.26).



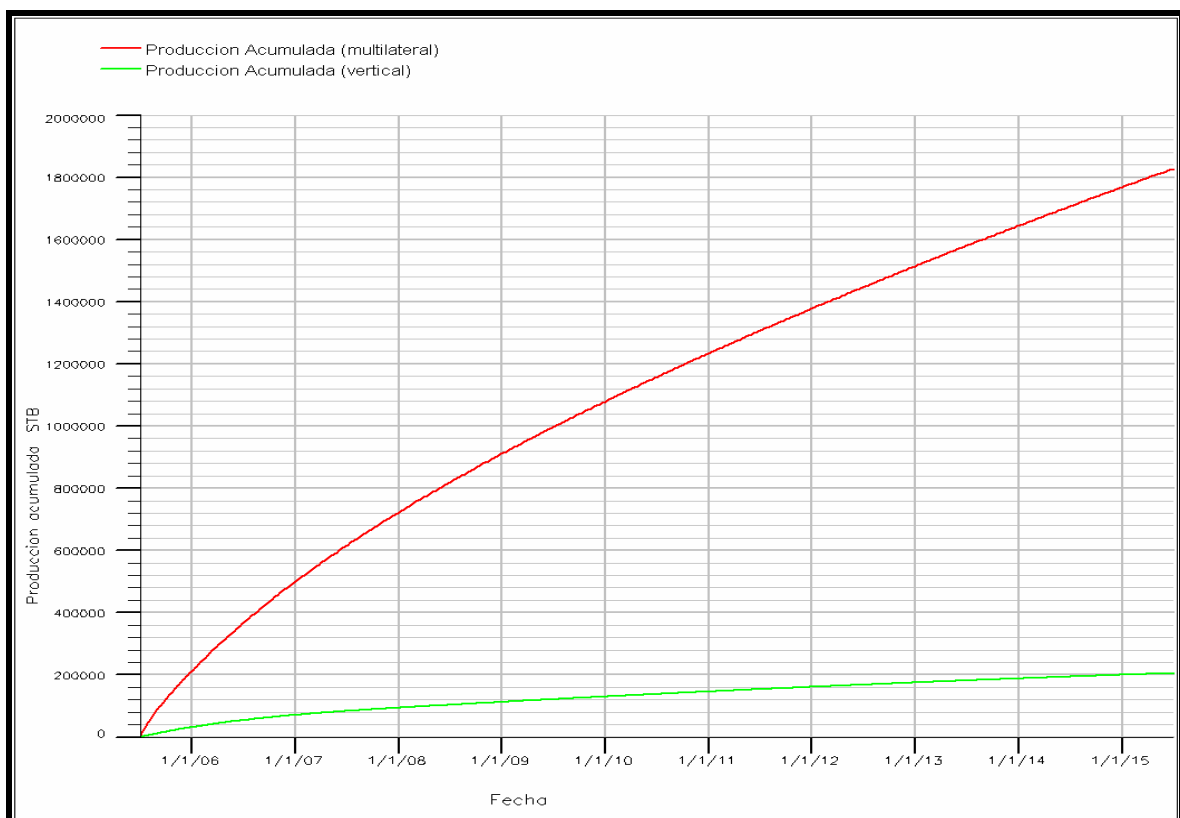
**FIGURA IV.25 GASTO DE AGUA.**

**TABLA IV.3 DIFERENCIA EN CUANTO A PRODUCCIONES ACUMULADAS.**

| POZO         | Qoi (BPD) | Qgi (Mscf/D) | Np @ 10 años (STB) | Gp @ 10 años (Mscf) | Qof (BPD) | Qgf (Mscf/D) |
|--------------|-----------|--------------|--------------------|---------------------|-----------|--------------|
| Multilateral | 1973      | 664          | 1,827,791.5        | 1,170,798.1         | 325       | 283          |
| Vertical     | 223       | 75           | 205,513.13         | 114,139.24          | 29        | 46           |

La producción acumulada del pozo vertical se encuentra dentro de los rangos observados en campo para períodos de producción similares, razón por la cual se piensa que los datos simulados son representativos del comportamiento real.

Otro dato obtenido fue el factor de recuperación de cada pozo (Tabla IV.4), con base en el volumen original de hidrocarburos que se obtiene con el modelo de simulación.



**FIGURA IV.26 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE, MULTILATERAL Y VERTICAL.**

**TABLA IV.4 FACTORES DE RECUPERACIÓN**

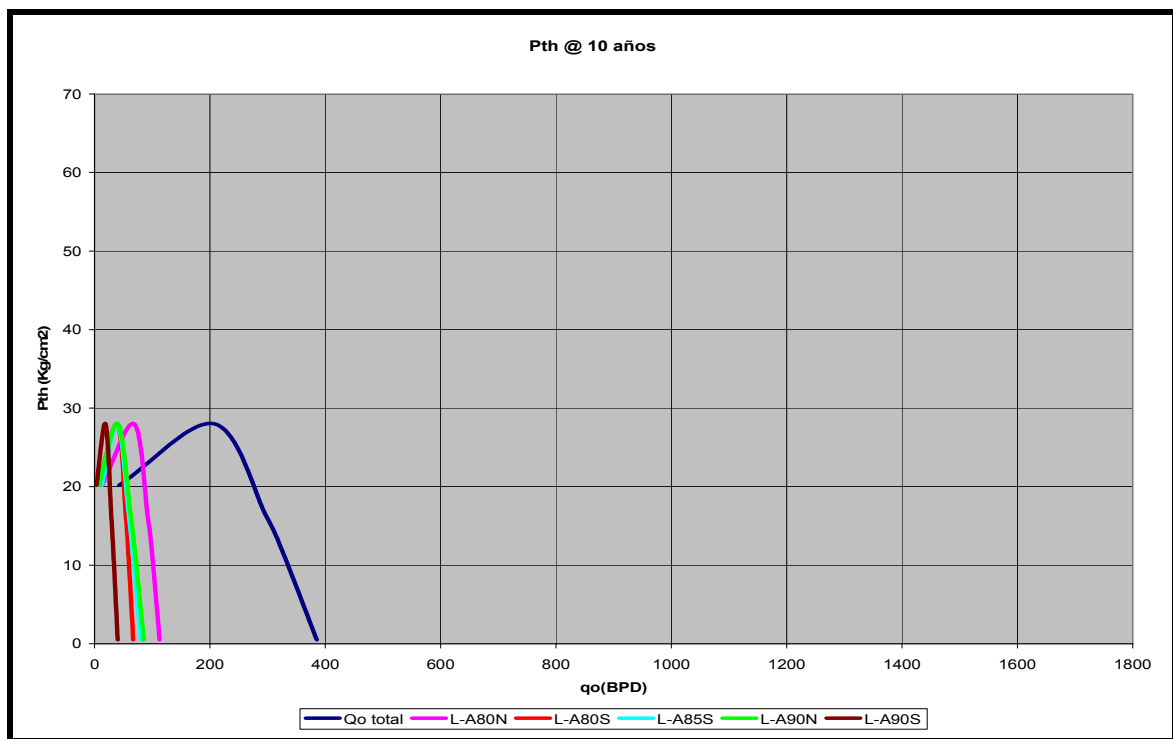
| POZO         | N<br>(Bls @ C.S.) | Np<br>(Bls @ C.S.) | Rec.<br>(%) |
|--------------|-------------------|--------------------|-------------|
| Multilateral | 74,861,730        | 1,827,791.5        | 2.4%        |
| Vertical     | 6,151,847         | 205,513.13         | 3.3%        |



Se puede observar que el factor de recuperación del pozo multilateral es menor que el del pozo vertical; lo cual se debe a que el área de drene del pozo vertical es menor a la del pozo multilateral.

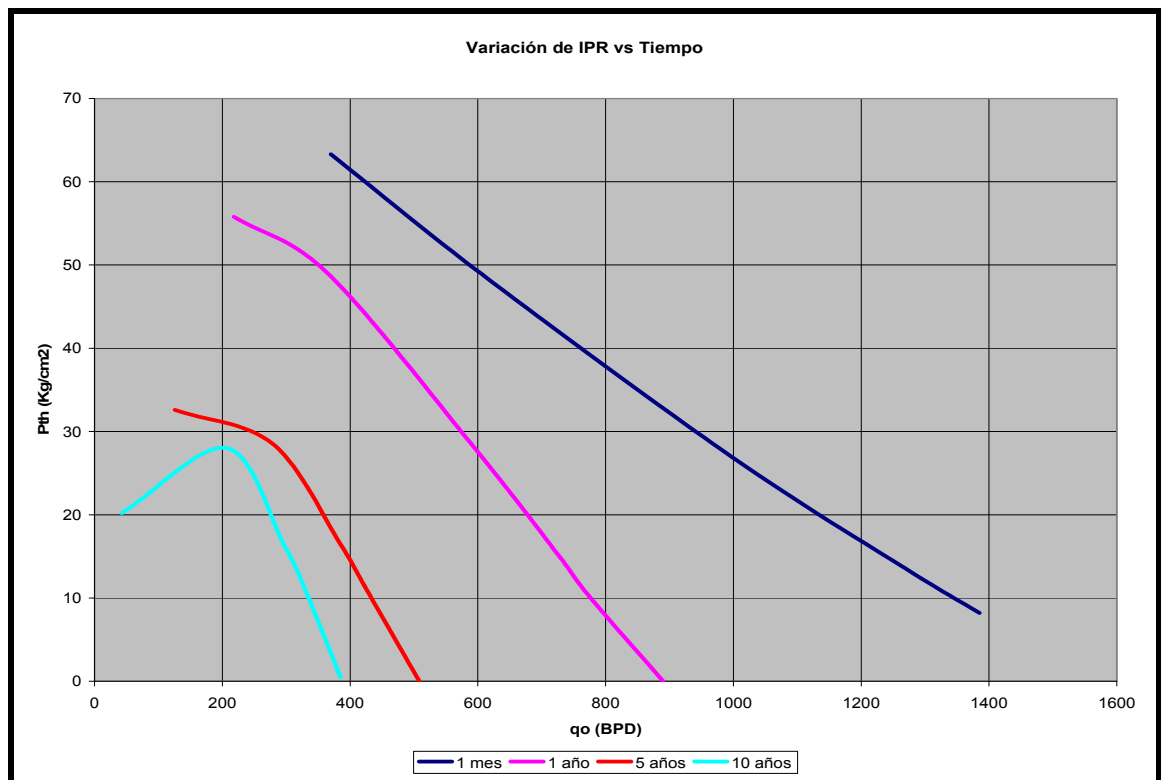
### **VARIACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO CON EL TIEMPO**

Una vez seleccionadas las condiciones de fondo fluyentes para las corridas de simulación ( $p_{wf}=92 \text{ Kg/cm}^2$ ), se generó la curva para evaluar el comportamiento de flujo on el tiempo (Figura IV.27). Este tipo de curva fue generada en base a los resultados del modelo de simulación, con corridas a diferentes presiones de fondo y llevadas a condiciones de superficie usando el simulador PIPESIM. La gráfica muestra el comportamiento de flujo para cada lateral en particular y el total del pozo, que es la suma de los gastos de cada lateral.



**FIGURA IV.27 PRODUCTIVIDAD @10 AÑOS.**

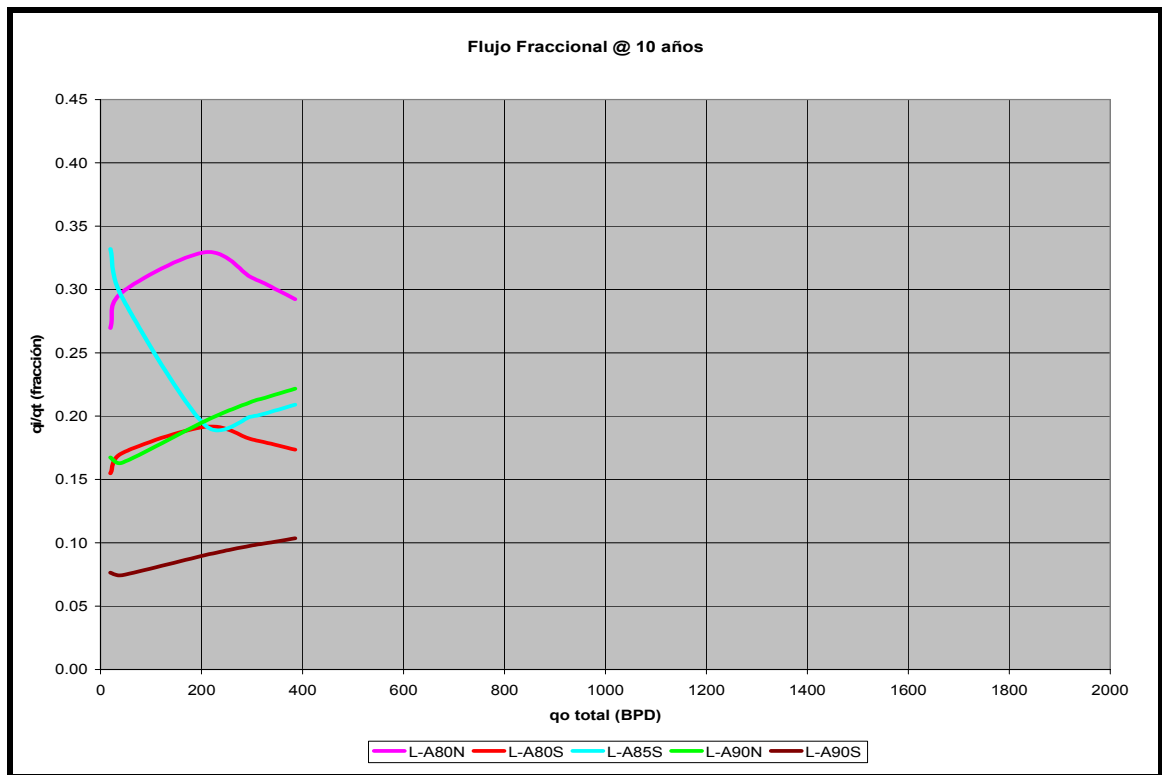
Como se puede observar en la figura anterior, la declinación en la producción a lo largo del tiempo de simulación (10 años), es significativo de acuerdo a lo observado en los pozos verticales que actualmente se tienen en este campo. Finalmente en la Figura IV.28, se observa el comportamiento con el tiempo del gasto total del pozo estimado de acuerdo al modelo de simulación.



**FIGURA IV.28 VARIACIÓN DE IP CON EL TIEMPO.**

### **VARIACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO FRACCIONAL POR LATERAL CON EL TIEMPO**

A continuación se muestra el comportamiento del flujo fraccional por lateral en el tiempo de simulación seleccionado, de donde se puede observar que los efectos de interferencia de los laterales se presentan, esto debido al depresionamiento de las 3 arenas en conjunto (Figura IV.29).



**FIGURA IV.29 FLUJO FRACCIONAL @10 AÑOS.**

### **EFFECTO DE LA ANISOTROPÍA EN LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA**

El efecto del cambio en la relación de permeabilidad vertical con la permeabilidad horizontal ( $K_v/k_h$ ) es determinante en la productividad de un pozo horizontal y altamente desviado, como es el caso de estudio. Debido a la gran incertidumbre que se tiene en este tipo de yacimientos turbidíticos en cuanto a la determinación de las permeabilidades verticales, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a esta variable, para estimar el efecto de la misma. Finalmente se consideró que un valor de  $K_v/K_h = 0.25$ , es el más representativo hasta el momento. La Figura IV.30 y IV.31 muestra el efecto de la anisotropía en la productividad del pozo multilateral y la variación de permeabilidad del pozo horizontal, respectivamente.

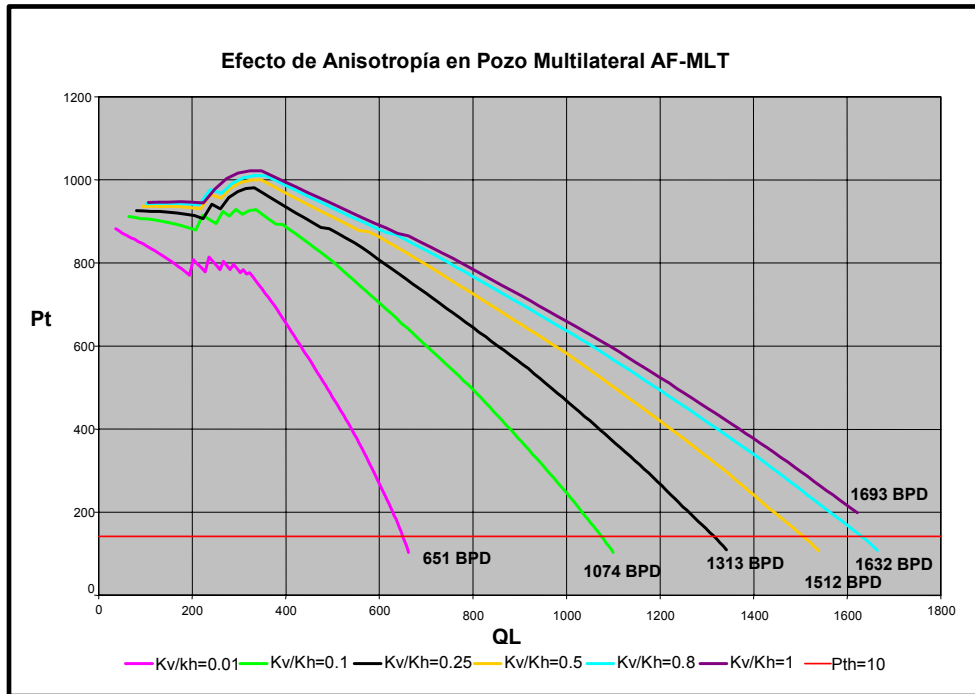


FIGURA IV.30 EFECTO DE ANISOTROPÍA.

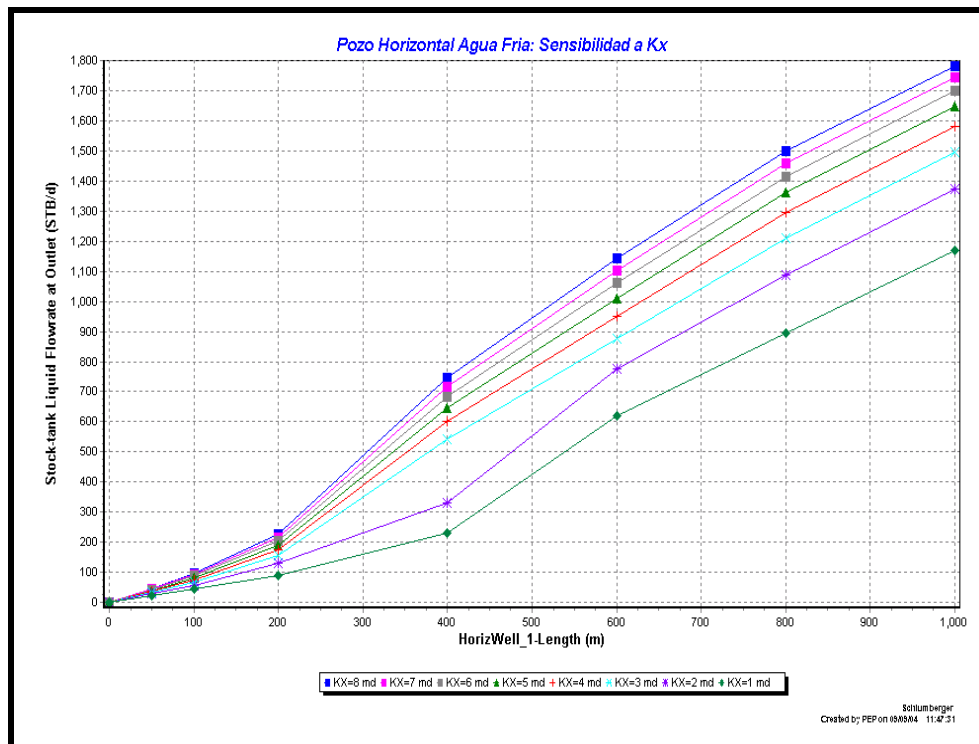
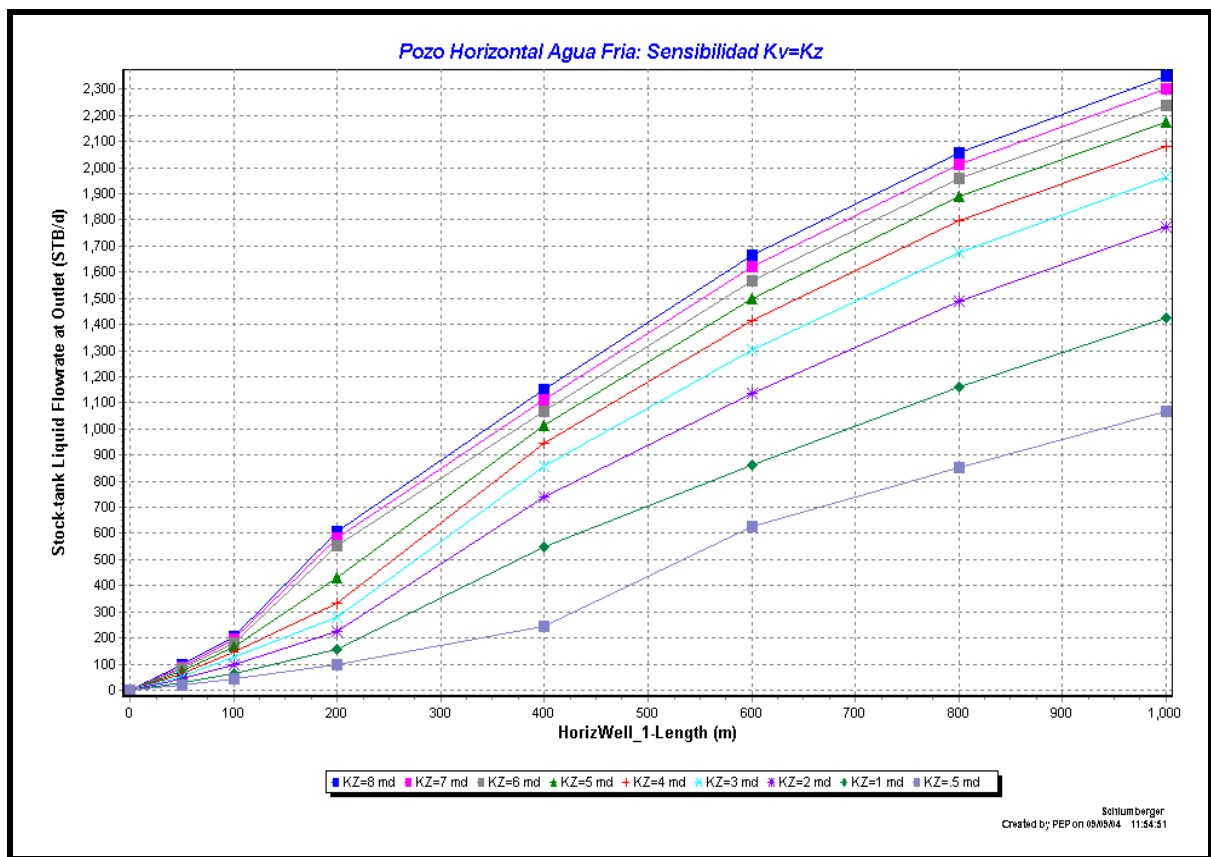


FIGURA IV.31 VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD EN X.

De acuerdo a los resultados del análisis de sensibilidad se observa que el pozo horizontal en cuestión tendrá buena productividad siempre y cuando la  $K_x$ ,  $K_y$  y  $K_v$  no sean menores de 0.5 mD, considerando que la longitud de penetración horizontal se encuentre en un rango entre 500 y 1000 m, y un espesor de la formación de 50 metros (Figura IV.32).



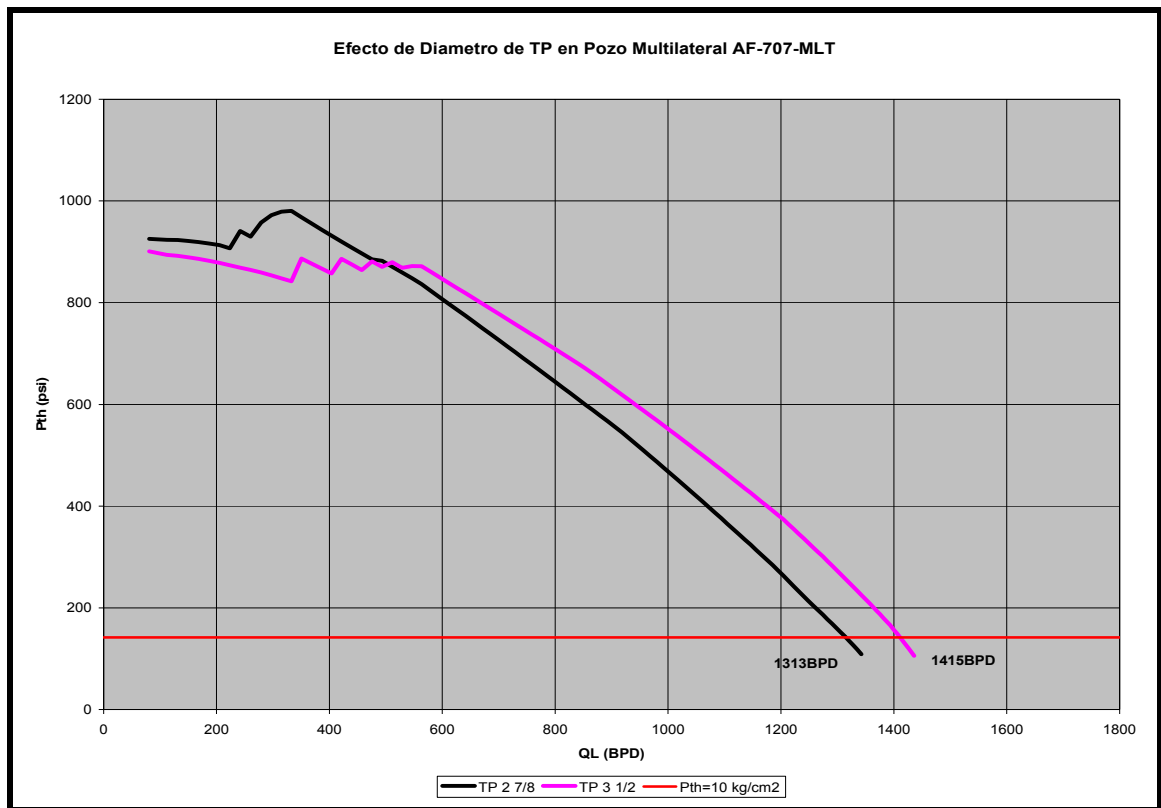
**FIGURA IV.32 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS PERMEABILIDADES HORIZONTAL Y VERTICAL PARA UN POZO HORIZONTAL.**

## EFFECTO DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA

Un factor importante en el diseño del pozo, es la selección del diámetro del aparejo de producción, en base a la capacidad de transporte del sistema, que a su vez es función de la capacidad de aporte de la formación. Esto es lo que se conoce como el diseño hidráulico del aparejo. Para el caso en estudio, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto al diámetro de la tubería de producción para el pozo multilateral, considerando dos tamaños, 2 7/8" y 3 1/2". La Figura IV.33 muestra el efecto que tiene el diámetro de la TP en la productividad del pozo multilateral, para las condiciones promedio consideradas.

Como se puede apreciar en la figura, el uso de una tubería de 3 1/2" tiene un incremento en producción en el pozo de 1313 BPD a 1415 BPD, lo que representa un 7.7%, mas; sin embargo, hay que resaltar que este análisis en estado estacionario es para la etapa inicial de producción del pozo, y que cuando la productividad del pozo decline con el tiempo, el aparejo de 3 1/2" presentará problemas de inestabilidad de flujo del sistema y la tubería resultará demasiado grande para las necesidades de transporte. En este tipo de gráficas, los problemas de inestabilidad de flujo se identifican en la parte superior de las curvas, donde se pierde la linealidad del comportamiento.

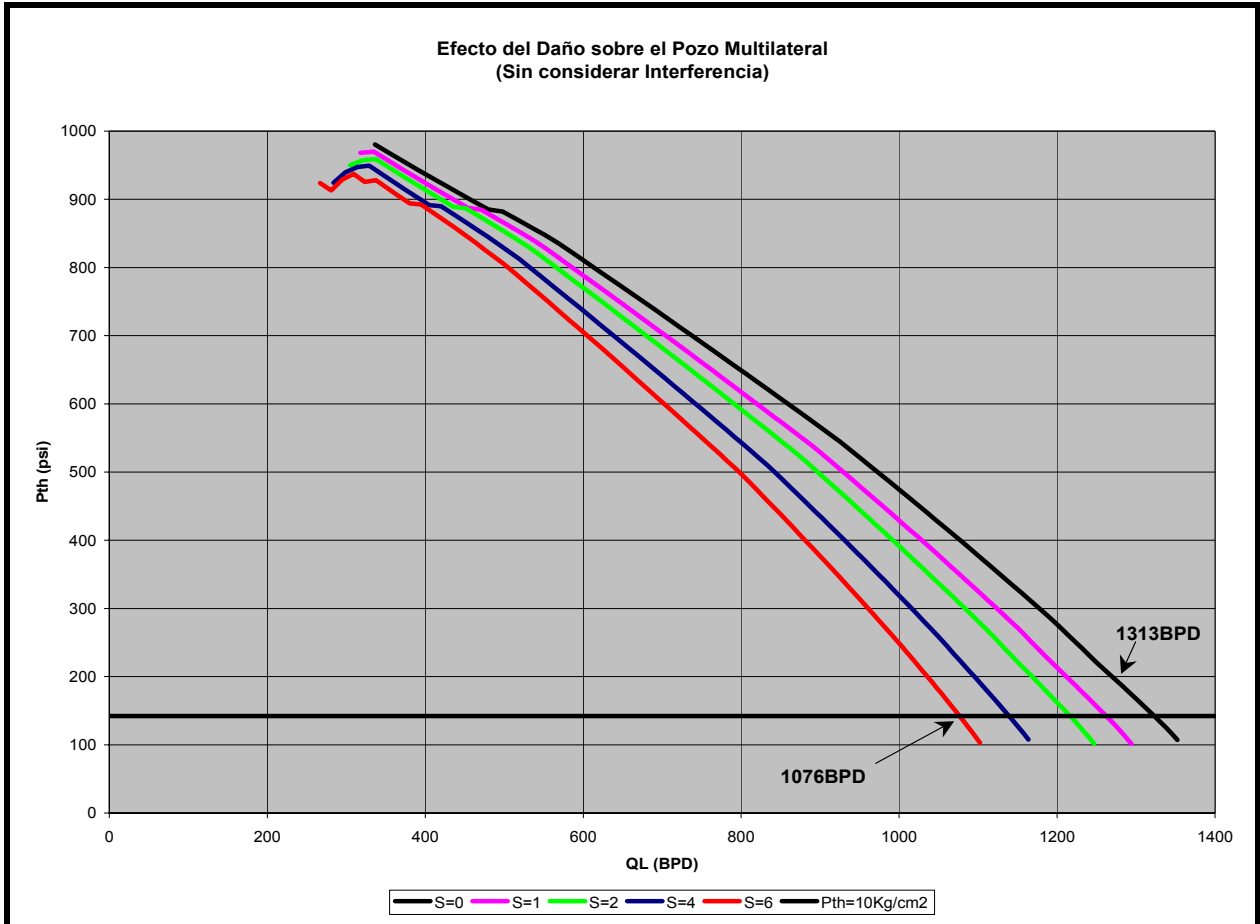
Por esta razón y tomando un criterio conservador se decidió por seleccionar un aparejo de producción de 2 7/8" que, de acuerdo a los resultados obtenidos en este primer pozo multilateral, podrá ser rediseñado de acuerdo a las producciones obtenidas para su consideración en pozos futuros.



**FIGURA IV.33 EFECTO DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.**

### **EFECTO DEL DAÑO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA**

El efecto del daño inducido durante la perforación del pozo multilateral es determinante en la productividad de mismo. Debido a que en este tipo de pozos multilaterales, la formación productora está mucho más tiempo en contacto con el fluido de control debido a que se requiere de mayor tiempo para la construcción de los laterales, el daño inducido en esta etapa puede llegar a ser considerable. Por esta razón es recomendable usar fluidos de control que no causen daño a la formación productora siendo compatibles con la misma, ya que gran parte del éxito de un pozo con este tipo de terminación, radica en la acertada selección y manejo de los fluidos de perforación y terminación. Por esta razón, se realizó un análisis de sensibilidad con respecto al daño, considerando desde un pozo sin daño ( $S=0$ ), hasta un pozo con un daño de 6 (Figura IV.34).

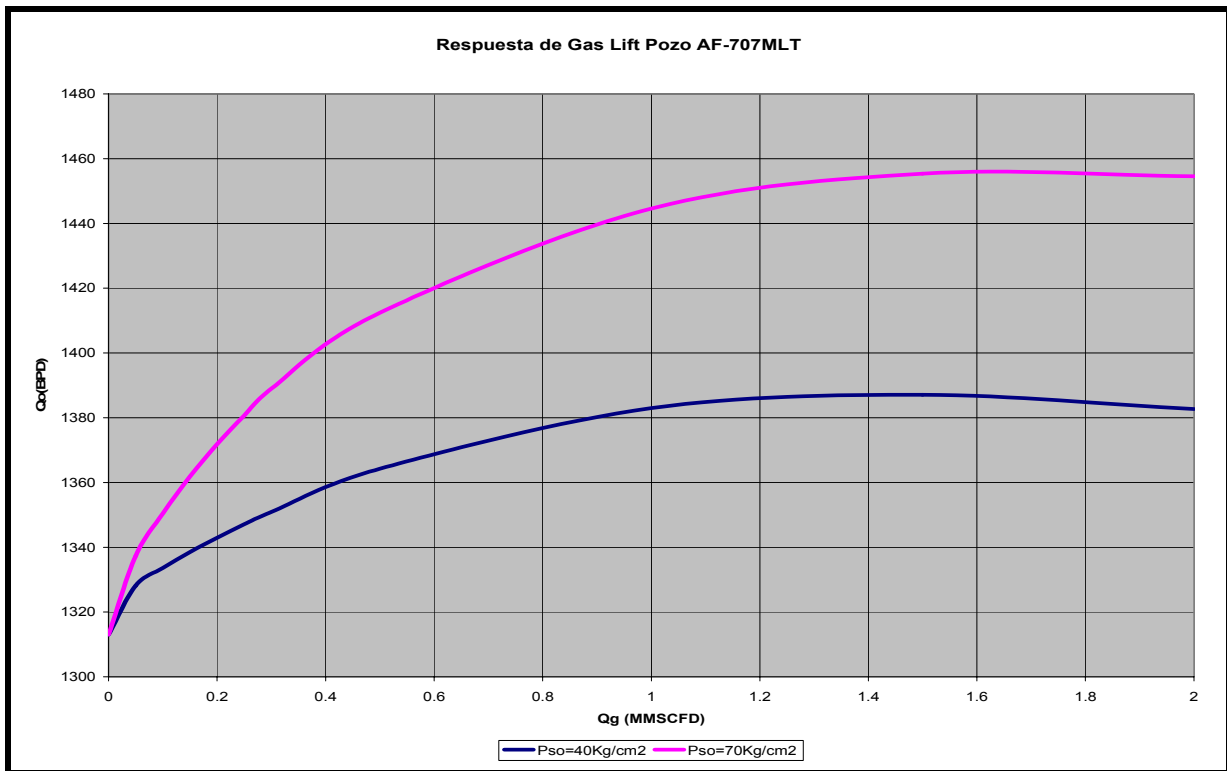


**FIGURA IV.34 EFECTO DEL DAÑO EN LA PRODUCTIVIDAD.**

### RESPUESTA DEL POZO AL BOMBEO NEUMÁTICO

Se investigó el efecto que tendría la implantación del sistema de bombeo neumático en este pozo desde su etapa inicial de explotación, a pesar de que el pozo se encontraría en su etapa fluvente. Se construyó la curva de comportamiento de Bombeo Neumático para evaluar la respuesta del pozo en este tipo de sistema. La Figura IV.35 muestra el resultado.





**FIGURA IV.35 RESPUESTA AL BOMBEO NEUMÁTICO.**

Como puede observarse en la figura, el análisis se realizó considerando dos presiones de operación del sistema de inyección, de 40 y 70 Kg/cm<sup>2</sup>, de donde se observa el beneficio de poder operar el sistema a 70 Kg/cm<sup>2</sup>, donde se observa un incremento en producción. De aquí se puede concluir que es recomendable la implementación del sistema de bombeo neumático desde el inicio de la explotación del pozo, inyectando de 0.5 a 0.6 MMSCFD para un incremento en producción del 8% aproximadamente en su etapa inicial de explotación. Posteriormente, cuando decaiga la presión del yacimiento, el beneficio que brindará el Bombeo Neumático será más evidente al mantener la producción del pozo por arriba de lo esperado en flujo natural. Cabe aclarar que para el presente análisis tanto de simulación como los analíticos en estado estacionario, no fue considerado el bombeo neumático y los resultados reportados aquí corresponden a un pozo fluyente en su vida productiva, con el fin de no mostrar resultados que resultaran por demás optimistas.

## **EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LOS POZOS HORIZONTALES RESPECTO A LOS POZOS VERTICALES FRACTURADOS EN EL CAMPO AGUA FRÍA**

Como complemento para realizar el estudio de factibilidad para la implementación de técnicas o procesos que no se estén aplicando actualmente en los campos o yacimientos en estudio, como el caso de la perforación de pozos multilaterales en el área de Chicontepec, es conveniente revisar todos los aspectos relacionados que ya hayan sido realizados, analizados y evaluados con el fin de ser tomados en cuenta en el análisis, así como también de no realizar actividades duplicadas. Con este propósito se realizó una evaluación comparativa de los resultados de los pozos horizontales no fracturados, respecto a los pozos verticales fracturados ubicados dentro de la misma zona y en el mismo cuerpo productor (Figura IV.36).

De acuerdo con este análisis, y debido a diversos factores tales como la ubicación de los pozos dentro del cuerpo productor (zonas de mayor o menor kh), características de la perforación, fracturamiento y terminación de los mismos, etc., dentro de este rango tan amplio de las producciones acumuladas, los pozos horizontales perforados se encuentran dentro de los valores medios.

Respecto al comportamiento de producción, se analizaron gráficas del gasto de aceite, de gas y de la RGA contra el tiempo para los pozos horizontales y los pozos verticales fracturados que se ubican dentro de la misma área productora; pudiéndose observar que los pozos horizontales tenían un comportamiento muy similar al de los pozos verticales fracturados, es decir altos gastos iniciales de aceite y una fuerte declinación en los primeros meses de producción y posteriormente, una aparente estabilización de la producción a gastos muy bajos.



En cuanto a las producciones acumuladas, fueron muy variables para los pozos ubicados en una misma zona.

Debido a las actuales condiciones de explotación de los cuerpos arenosos del Paleocanal de Chicontepec (baja capacidad de aporte del yacimiento al pozo, altos ritmos de declinación de los pozos productores, producciones acumuladas de aceite por pozo relativamente bajas asociadas con los costos de perforación, fracturamiento y terminación) hacen que los proyectos con los esquemas actuales de explotación no sean tan atractivos económicamente, por lo que surge la necesidad de plantear nuevas estrategias para la explotación de hidrocarburos. En este sentido se han realizado varios trabajos para determinar qué condiciones se deben cumplir para que la perforación de pozos horizontales sea rentable.

### **COSTOS ESTIMADOS DE PERFORACIÓN**

| <b>CONCEPTO</b>   | <b>MONTO (M.N.)<br/>MILES</b> |
|-------------------|-------------------------------|
| A.- MOVIMIENTO    | 1,523.97                      |
| B.- PRIMERA ETAPA | 2,045.02                      |
| C.- SEGUNDA ETAPA | 2,410.56                      |
| D.- TERCERA ETAPA | 4,948.79                      |
| E.- CUARTA ETAPA  | 11,137.72                     |
| F.- TERMINACIÓN   | 3,121.44                      |
| <b>TOTAL</b>      | <b>25,201.716</b>             |

\*Se consideró la tasa de cambio a 11.00 pesos/usd.

### **ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO**

El análisis Costo - Beneficio se realizó comparando los resultados de variables económicas para un pozo convencional y el pozo multilateral. Las variables consideradas fueron: Ingreso Neto Total, Inversión, Índice de Dólar Recuperado por cada Dólar Invertido, Ganancia, Tasa de Ganancia y Periodo de Cancelación.

El análisis económico no es determinístico dado que las variables como son: Gasto del Pozo, Costo del barril de petróleo, y costo de la perforación y terminación de los pozos, fueron utilizadas aplicando una distribución triangular.

Para hacer una comparación directa entre los resultados del análisis para un pozo convencional y el multilateral, ambos cálculos se hicieron para un periodo de 10 años. Debido a que el modelo utilizado está simplificado, éste usa valores de declinación para evaluar la productividad de los pozos en el tiempo.

En cuanto al costo promedio de los pozos convencionales, éste se tomó de estadísticas realizadas dentro del estudio del área Noreste del campo Agua Fría. De la distribución de costos se obtuvo un valor mínimo, el más probable y un valor máximo. El costeo de la perforación y terminación del pozo multilateral fue realizado observando que la principal variación se presenta por gastos direccionales y del sistema de fluidos, así como por concepto de herramientas para medir parámetros en tiempo real y el uso de LWD para sustituir los registros convencionales, así como el sistema de perforación con flujo controlado para minimizar el daño de los cuerpos productores. Finalmente, se observa un incremento en el costo en promedio del 30 % con respecto al convencional.

Los datos y resultados para cada caso se presentan a continuación.

Pozo Multilateral AF-MLT:

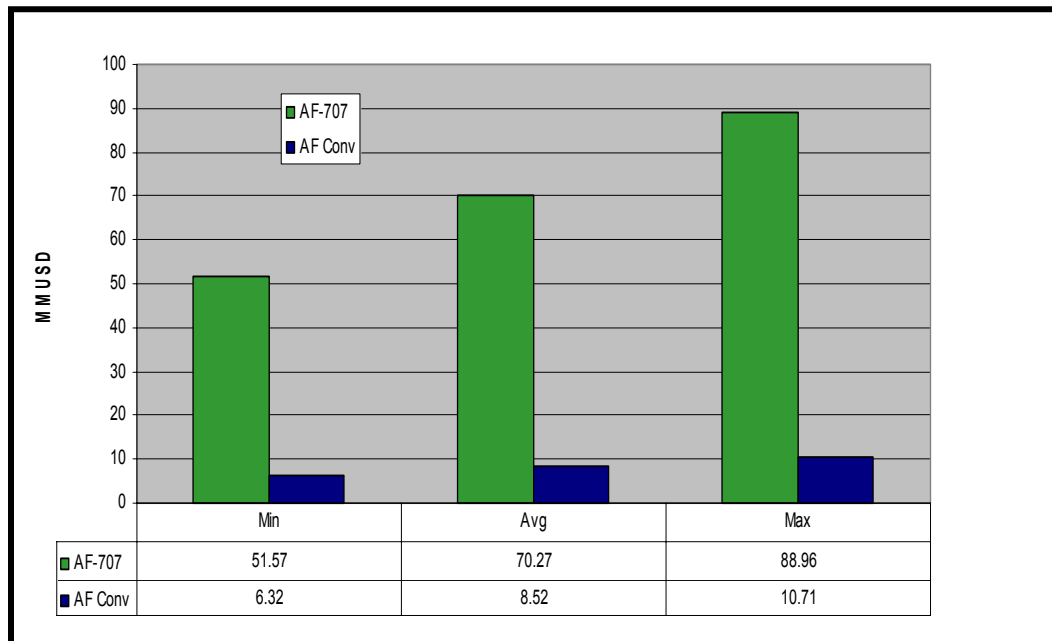
|                          | Mínimo                 | Más probable           | Máximo                  |
|--------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|
| Gasto por Pozo BPD       | 1000.00                | 1300.00                | 1973.00                 |
| Dls/Blo                  | \$18.00                | \$24.00                | \$30.00                 |
| Ingr. Neto total         | <b>\$46,298,880.85</b> | <b>\$68,467,124.81</b> | <b>\$103,034,124.10</b> |
| Inversión \$             | \$2,021,775.09         | \$2,291,065.09         | \$2,674,733.55          |
| Recup/Dólar invertido    | \$25.66                | \$32.72                | \$36.36                 |
| Ganancia                 | \$51,576,757.08        | \$70,270,852.01        | \$88,964,946.94         |
| Tasa de ganancia         | 41.31%                 | 43.97%                 | 46.51%                  |
| Periodo cancelación años | 0.26                   | 0.20                   | 0.15                    |

Pozo convencional:

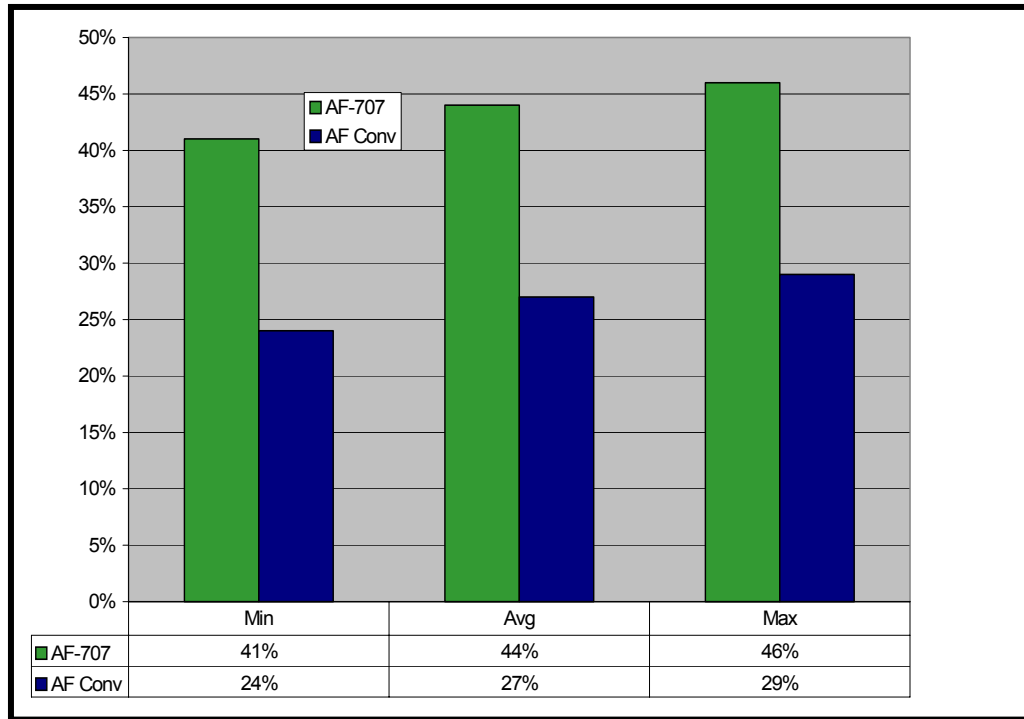
|                          | Mínimo             | Más probable       | Máximo              |
|--------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| Gasto por Pozo BPD       | 150.00             | 200.00             | 250.00              |
| Dls/Blo                  | 18.00              | 24.00              | 30.00               |
| Ingr. Neto total         | <b>\$7,154,184</b> | <b>\$9,972,499</b> | <b>\$14,091,575</b> |
| Inversión \$             | \$1,707,260        | \$1,877,986        | \$2,065,785         |
| Recup/Dólar invertido    | 4.61               | 5.68               | 6.38                |
| Ganancia                 | \$6,329,454        | \$8,522,409        | \$10,715,365        |
| Tasa de ganancia         | 24%                | 27%                | 29%                 |
| Periodo cancelación años | 1.55               | 1.20               | 0.92                |

Las variables económicas de un pozo multilateral con respecto al convencional resultaron notoriamente superiores. Analizando los datos de la columna de resultados más probables. El pozo multilateral tiene una mayor ganancia del orden de 70 millones de dólares, la tasa interna de retorno es de 43 % vs. 27 y dólar recuperado por cada dólar invertido el índice es de 32 vs. 5.6 y el periodo de cancelación es de 0.20 vs. 1.20.

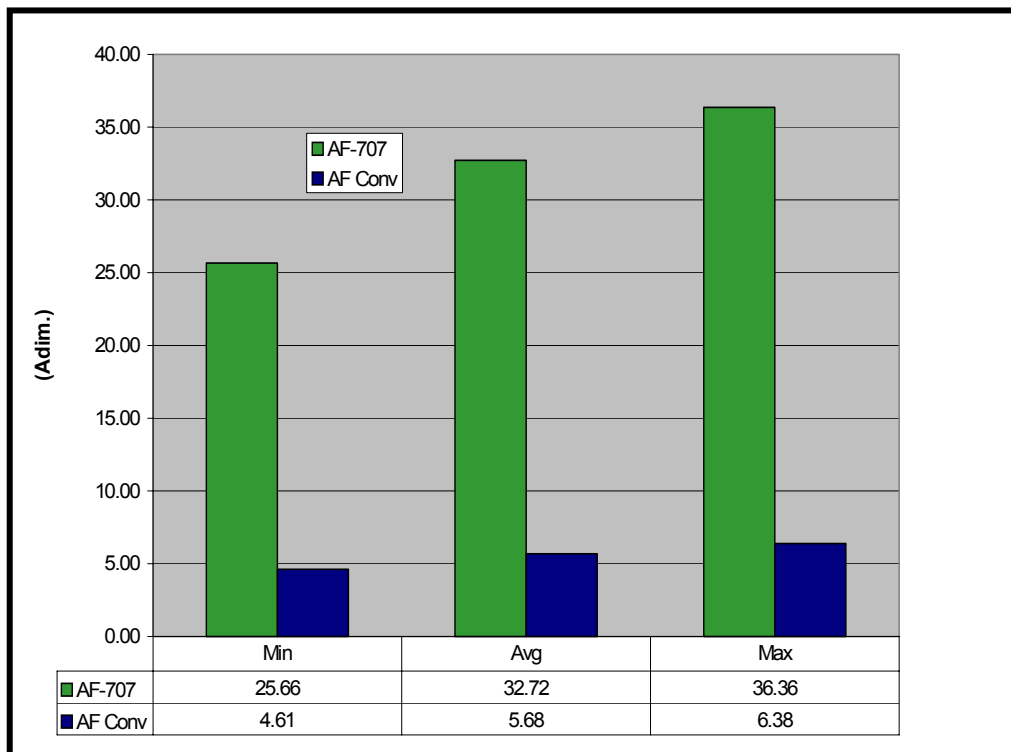
Los resultados de las variables económicas se presentan gráficamente en las Figuras IV.37 a la IV.41.



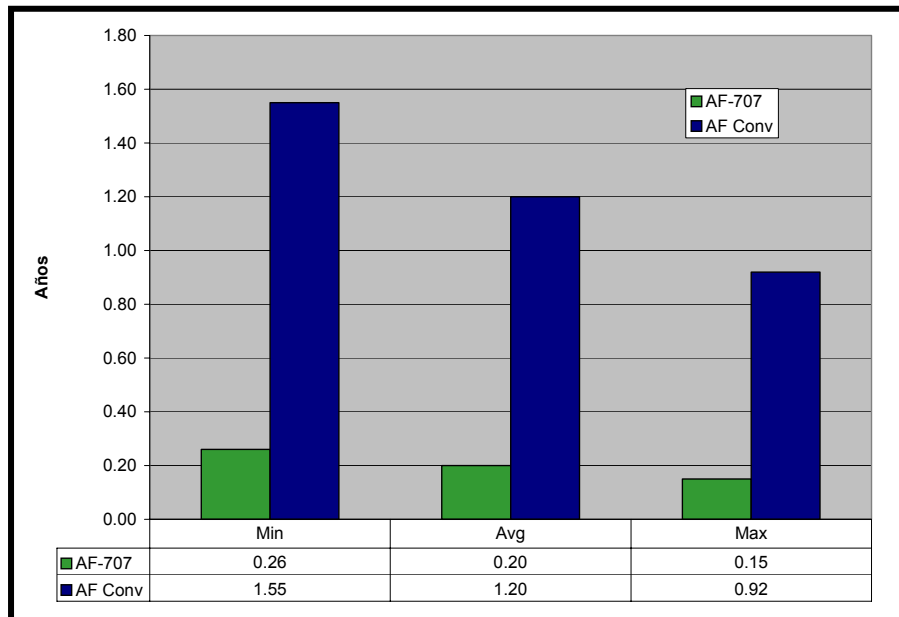
**FIGURA IV.37 GANANCIA.**



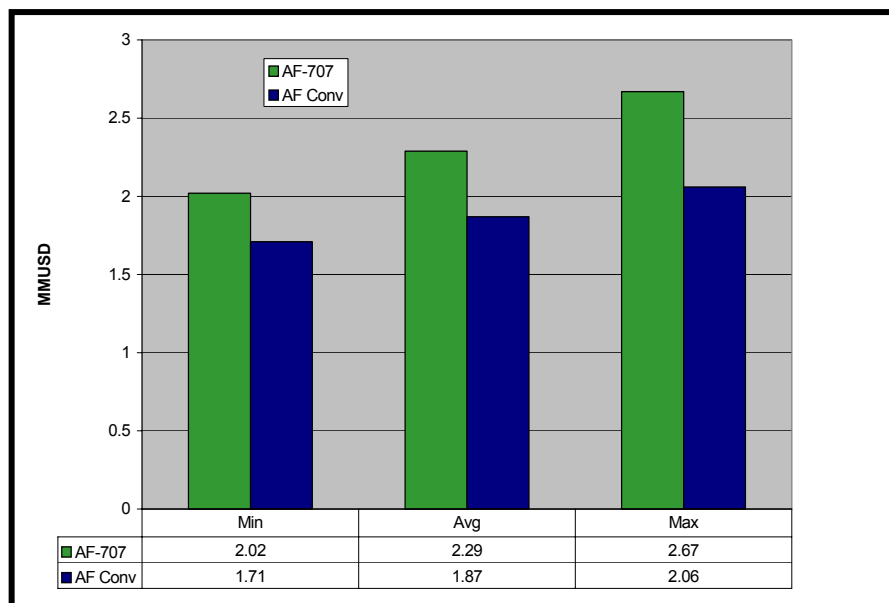
**FIGURA IV.38 TASA INTERNA DE RETORNO.**



**FIGURA IV.39 VPV/VPI.**



**FIGURA IV.40 PERÍODO DE CANCELACIÓN.**



**FIGURA IV.41 COSTO DEL POZO.**

De acuerdo a lo anterior, la aplicación de esta tecnología permitiría optimizar el desarrollo del Paleocanal Chicontepec ya que se reduce considerablemente el número de pozos a perforar con el consiguiente ahorro económico, menor impacto ecológico y menores afectaciones superficiales.



## ***CONCLUSIONES***

---

Como se ha observado, para realizar un excelente desarrollo de campos, debe de existir sinergia entre las diferentes disciplinas involucradas, para así asegurar el éxito en dicho proyecto.

A través del tiempo, para poder resolver los diferentes problemas que surgen en la perforación de pozos, se han desarrollado distintas tecnologías, como: perforación direccional y horizontal; hoy en día, se tiene una nueva tecnología: la perforación multilateral, la cual tiene como objetivos principales: mayor producción y menor impacto ambiental.

Para asegurar el éxito tanto de los pozos convencionales como de los pozos multilaterales, se debe realizar una buena caracterización del yacimiento, planificar estudios geomecánicos, entre otros; para que con ello se pueda realizar un análisis técnico-económico para conocer la factibilidad de dicha aplicación, es decir, el desarrollo y aplicación de la tecnología debe permitir realizar las operaciones (particularmente en la perforación de pozos) de forma segura, eficiente y económica.

Se debe tener presente que la implementación de una nueva tecnología genera mayores costos, pero en el caso de los pozos multilaterales esos costos se justifican con la producción.

La geomecánica, juega un papel muy importante dentro de la perforación de pozos; ya que con esta se pueden determinar los esfuerzos existentes en las formaciones, pudiendo con ello optimizar las trayectorias de los pozos futuros y reducir los problemas que pudieran asociarse a la inestabilidad del agujero.

Con la perforación del primer pozo multilateral en México se denotará la enorme área de oportunidad que representa la implementación de nuevas arquitecturas de drenaje que permitirán, sin duda alguna, reducir considerablemente los costos de desarrollo, lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos, reducir el impacto ambiental y accidentes y la necesidad de equipos en México.

En cuanto a los estudios realizados en el Paleocanal de Chicontepec (Agua Fría), se pudo observar la oportunidad de éxito del pozo en estudio; debido a que la perforación dentro de este campo no es compleja, las profundidades son someras y la presión actual de los cuerpos productores objetivo no son altas.

En cuanto al diseño del pozo, se pudo observar que uno de los principales problemas relacionados con la desviación y la construcción de los laterales es la limpieza del pozo, por lo que se deben integrar soluciones de manera sistemática considerando: fluido de perforación, su diseño y mantenimiento eficiente; equipo de control de sólidos; capacidad y programa de hidráulica de las bombas del equipo; eficiencia en el diseño geométrico del pozo y los requerimientos de presión en el aparejo de fondo y la barrena.

El daño a la formación generado durante la perforación de las cinco ramas laterales, será determinante en el resultado de la productividad del pozo, dado que este no será fracturado.

La implementación del bombeo neumático como sistema artificial de producción para el pozo multilateral, desde el inicio de la vida productiva del pozo, a pesar de ser un pozo fluyente, beneficiaría a optimizar los gastos de producción.

Como se pudo observar, en el análisis costo-beneficio, el pozo multilateral analizado muestra mejores indicadores económicos que un pozo convencional.

En conclusión, la implementación de las nuevas tecnologías en México, traerá consigo grandes éxitos, como el de mantener o incrementar el nivel de producción que tiene el país, y con ello superar sus expectativas a corto, mediano y largo plazo en cuanto al desarrollo y explotación de campos.

# ***BIBLIOGRAFÍA***

---

1. Amyx, James W., Bass, Daniel M. Jr., Whiting, Robert I. "Petroleum Reservoir Engineering". Ed. McGraw-Hill.
2. Arana Ortiz, Víctor Hugo. Apuntes de "Simulación Numérica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
3. Arellano Gil, Javier. Apuntes de "Geología de yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
4. Artículo: "Pozos multilaterales: Nueva estrategia para el desarrollo del Paleocanal Chicontepec". XXXIX Congreso Nacional AIPM – Villahermosa, 2001.
5. COMESA/PEMEX. "Evaluación, Desarrollo e Implementación de los Programas de Recuperación Secundaria y Mejorada de los Campos de la Región Norte", Fases 1 y 2, 2005.
6. CoreLab Laboratorios. Informe Final: "Análisis especiales de núcleo: Muestras de tapón y diámetro completo, Pozo Agua Fría 867". Noviembre, 1999.
7. Garaicochea P., Francisco, Bashbush B., José Luis. "Apuntes de Comportamiento de los yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM-DICT.
8. Halliburton de México. "Perforación de pozos multilaterales: El paso siguiente en el desarrollo del yacimiento".
9. Halliburton. "Experiencia en la Construcción de Pozos Multilaterales", 2004.
10. Halliburton. "MLT Experience Worldwide".

11. Herrera Huerta, Gumaro, Montero Domínguez Ángel y Rodríguez Delfín, Javier. “Planeación y diseño del primer Pozo Multilateral en México, Papan 93 nivel 4”. Pemex Exploración y Producción – Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Volumen 5, No.23, Marzo/Abril 2006.
12. Pérez Téllez, Carlos, Mancilla Castillo, Jorge Alberto y Libreros Muñoz, Camilo. “Aplicación de la Geomecánica en el Diseño de la Perforación de Pozos (Primera Parte)”. Pemex Exploración y Producción – Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Volumen 5, No.24, Mayo/Junio 2006.
13. León Ventura, Raúl. “Evaluación de la Producción de Pozos Horizontales”. Revista Ingeniería Petrolera AIPM (Mayo del 2000).
14. León Ventura, Raúl; Soto Meneses, Manuel. “Metodología de Optimización de Producción en un Sistema de Turbiditas: Un Reto para la Explotación en Chicontepec”. 1er. Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México (Septiembre, 2006).
15. Luján Salazar, Rubén; Silva Baeza, Oscar. “Optimización del Desarrollo del Paleocanal Chicontepec con Pozos Multilaterales”. AIPM XXXIX Congreso Nacional, 2001.
16. Martínez Pérez, José. Apuntes de “Perforación de pozos”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2004.
17. Montes de Oca Ruelas, Luis Armando. “Tendencias tecnológicas en la perforación de pozos”, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2003.
18. Pemex, “ El Petróleo”, 1984.

19. Pemex Exploración y Producción. "Hydrocarbon reserves of Mexico. Vol. II. Major Oil and Gas Fields of Mexico", 1999.
20. Pemex, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos. "Manual para perforador y ayudante (cabo)", Capítulo 11. Perforación direccional. Primera edición, 2002.
21. Pérez Salas, Norma. "Apuntes de la asignatura: Administración de yacimientos", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2000.
22. Scotia Group. "Evaluación de las Localizaciones para la Perforación Intermedia/Relleno del Área Noroeste de Agua Fría". Mayo 2005.
23. TAML. "TAML Multilaterals Classification System". 2004.
24. Tyler. "Interpretación de facies". COMESA. 2004.
25. Villamar Viguera, Manuel. Apuntes de "Caracterización de yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
26. VYP/PEMEX. "Estrategia de Desarrollo, Diseño y Dimensionamiento de un Piloto de Inyección de Agua para los Campos Agua Fría - Corralillo". Marzo 2005.