



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

T E S I S:

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

Jorge Roberto García Pastrana



MÉXICO, D.F., 2009.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-217

SR. JORGE ROBERTO GARCÍA PASTRANA
Presente

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

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

- I INTRODUCCIÓN**
- II TIPOS DE YACIMIENTO**
- III MODELOS ANALÍTICOS**
- IV MODELO NUMÉRICO PARA ANÁLISIS DE YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS**
- V CONCLUSIONES
NOMENCLATURA Y LISTAS DE FIGURAS Y TABLAS
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 18 de febrero de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

AGRADECIMIENTOS.

A mi madre Julieta, por su apoyo en todo momento, sin ti yo no estaría aquí, Gracias.

A mi padre Francisco, por ser mi mejor ejemplo de vida, Gracias.

A mi hermano, Francisco Mauricio, por exigirme siempre ser el mejor y por ser mi mejor amigo, Gracias.

Al Ing. Oscar Morán, por su excelente asesoría en el trabajo, su tiempo y su amistad, Gracias.

Al Ing. Raúl Barrón, por compartirme sus conocimientos y brindarme su apoyo en el trabajo, Gracias.

Al Ing. Eduardo Loreto y al Ing. Manuel Villamar, por su motivación a seguirme preparando, Gracias.

Al Dr. Erick Luna, por su paciencia y su amistad, Gracias.

Al Ing. Iván Santamaría, por su soporte en este corto tiempo que lo conocí, Gracias.

Al Dr. Néstor Martínez, por su disposición para apoyarme en realizar un buen trabajo, Gracias.

Al Ing. Israel Castro, por acceder a revisar y apoyar mi trabajo, Gracias.

A mis amigos por ayudarme a disfrutar mis años en la Facultad y a Pamela por ayudarme a finalizar los últimos pasos, Gracias.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Índice

I. Introducción.....	2
I.1) <i>Estimación del volumen original de hidrocarburos</i>	3
I.1.a) <i>Método estático</i>	3
I.1.b) <i>Método dinámico</i>	4
I.2) <i>Estimación de reservas</i>	6
II. Tipos de Yacimiento.....	8
II.1) <i>Yacimientos homogéneos (una sola porosidad)</i>	8
II.2) <i>Yacimientos Naturalmente Fracturados</i>	10
II.2.a) <i>Características de los sistemas de fracturas</i>	17
II.2.b) <i>Propiedades petrofísicas en sistemas fracturados</i>	19
II.2.c) <i>Doble Porosidad —Doble Permeabilidad</i>	23
II.2.d) <i>Simulación de yacimientos naturalmente fracturados</i>	24
III. Modelos Analíticos.....	45
III.1) <i>Antecedentes</i>	45
III.2) <i>Ejemplos de Aplicación</i>	47
III.2.a) <i>Ecuación de Balance de Materia. Modelo Doble Porosidad</i>	48
III.2.b) <i>Ecuación de flujo pseudo -estacionario. Modelo Doble Porosidad</i>	50
III.2.c) <i>Ecuación de declinación exponencial. Modelo Doble Porosidad</i>	50
III.2.d) <i>Estimación volumétrica. Modelo Doble Porosidad</i>	55
IV. Modelo Numérico para análisis de Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	61
IV.1) <i>Mecanismos de Producción</i>	63
IV.2) <i>Partición Matriz Fractura con N constante</i>	65
IV.3) <i>Concepto de Interferencia de pozos</i>	69
IV.4) <i>Plataforma de Producción</i>	78
IV.5) <i>Aporte Matriz Fractura</i>	81
V. Conclusiones.....	85
Nomenclatura, Lista de Figuras y Tablas	88
Bibliografía	98

I. INTRODUCCIÓN

Hasta fines del año 2005, no se ha descubierto ningún campo a nivel mundial con reservas recuperables mayores a mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, (1,000 MMbpce). En este sentido, la mayoría de las compañías operadoras han intentado reemplazar las producciones de sus reservas existentes a través del desarrollo de campos pequeños descubiertos con anterioridad o reevaluando las reservas de sus campos existentes. En realidad, dadas las condiciones actuales de los precios de los hidrocarburos, existen pocos proyectos referidos a la aplicación de procesos de recuperación mejorada.

Se tiene estimado a nivel mundial, que en promedio los descubrimientos de reservas recuperables han variado con el tiempo y que, en términos generales se han tenido descubrimientos que van de 800 a 900 MMbpce en el período de 1925 a 1950, de 240 a 300 MMbpce en el período de 1950 – 1980 y de 47 a 80 MMbpce de 1980 a 2004. Los volúmenes potencialmente productores de aceite descubiertos a nivel mundial en los años 2004 y 2005 han sido los más bajos desde la Segunda Guerra Mundial.

En México sin embargo, se tuvo un repunte trascendental en la década de los años 70's con el descubrimiento de campos muy importantes del Cretácico en el área Chiapas – Tabasco, tales como el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo – Tecominoacán y posteriormente en la Sonda de Campeche con el descubrimiento de campos tan importantes como el complejo Cantarell, Abkatun – Pol -Chuc, el complejo Ku – Maloob – Zaap y otros campos de menor tamaño.



Fig. No. 1 Recursos de aceite descubierto

A la fecha, México cuenta con un potencial petrolero de 288.8 MMMbbls de los cuales 45.4 MMMbbls corresponden a sus reservas probadas y se ha producido un total de 33.6 MMMbbls que representa solo el 16% del volumen original de hidrocarburos con que cuenta el país. Es decir, se tiene una reserva remanente 1P de 11.8 MMMbbls y se tiene determinado que la reserva probable es de 11.6 MMMbbls y la reserva posible asciende a 9.6 MMMbbls. Se estima que se tendrá una recuperación final de 66.6 MMMbbls y que representaría el 23% del volumen original.

Con base en lo anterior, la recuperación de reservas probadas en México de los campos más importantes del país es mayor de 50%. El complejo con el mayor porcentaje de aceite

recuperado de su reserva 1P es el complejo Abkatun – Pol – Chuc que cuenta con un porcentaje de 94.9%, le sigue el complejo Cantarell con el 70.3%, el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo – Tecminoacán con 65.9% y 65.6% respectivamente y el complejo Ku – Maloob – Zaap con 53.7%. Los campos que comprenden al Paleocanal de Chicontepec tienen una recuperación a la fecha de solamente el 7%.

Actualmente, la producción total de aceite en México es de 3,338.3 MMbbls, de los cuales el 96.4% proviene de yacimientos naturalmente fracturados y solamente el 3.6% de la producción total proviene de yacimientos del Terciario.

En México, debido a que la gran mayoría de sus campos sobrepasan los 15 años de explotación y un buen porcentaje de ellos se encuentran en franca declinación, no obstante el gran esfuerzo realizado por los responsables de estos campos, existe un marcado interés en incrementar la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada. La implantación de procesos de Recuperación Mejorada aplicables a yacimientos homogéneos no debe presentar grandes problemas para su aplicación, ya que bien planeados, estudiados y ejecutados han sido generalmente exitosos tanto técnica como económicamente. Sin embargo, uno de los retos más importantes que enfrenta la ingeniería de yacimientos en México es, primero entender y reconocer la enorme dificultad que representan los yacimientos naturalmente fracturados y el flujo de fluidos en este medio y, segundo, la factibilidad de aplicar los procesos de Recuperación Mejorada en este tipo de formaciones alcanzando recuperaciones importantes comparables con aquellas obtenidas en yacimientos homogéneos.

1.1 Estimación del volumen original de hidrocarburos.

El volumen original de hidrocarburos es la cantidad de petróleo y/o gas que se estima existe inicialmente en un yacimiento; este volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Puede inferirse por procedimientos determinísticos o probabilísticos. Los primeros incluyen principalmente a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos entre otros, que producen en consecuencia una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos más utilizados para estimar el volumen original y de los cuales se ocupara esta metodología, son los determinísticos que se describen a continuación.

1.1.a Método estático

Tradicionalmente los estudios de caracterización de yacimientos consideran esencialmente el análisis e integración de información sísmica, geológica, de núcleos y de registros de pozos; a este tipo de procesos se le conoce como caracterización “estática” de yacimientos, ya que los resultados son independientes de los procesos que ocurren durante la explotación de un yacimiento. El método estático emplea esta información para el cálculo del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

La estimación volumétrica de aceite o de gas requiere del conocimiento de la geometría del yacimiento, sus propiedades estáticas y de la relación de espesores Neto/Bruto, es decir:

$$G_{na} B_{gi}, NB_{oi} = f(\text{Geometría, propiedades estáticas, relación Neto/Bruto})$$

Un aspecto importante para la aplicación del método volumétrico es la determinación de la Relación Neto /Bruto (RNB), la cual se considera como una variable que indica la porción de la roca que contiene y produce hidrocarburos.

La expresión siguiente permite estimar los volúmenes originales de aceite y gas:

$$G_{na} B_{gi}, NB_{oi} = \varphi_e (1 - S_{wi}) (V_{bulk}) (RNB) \quad (1)$$

I.1.b Métodos Dinámicos

El proceso de caracterización “dinámica” de un yacimiento puede definirse como la identificación y evaluación de los elementos que afectan su explotación a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, gastos, tipo de fluidos, etc.

Las mediciones de estas variables se realizan durante la explotación del yacimiento y de aquí su carácter dinámico.

La estimación del volumen original de hidrocarburos, mediante caracterización dinámica, puede realizarse básicamente por dos métodos: balance de materia y simulación numérica de yacimientos, ambos métodos requieren de información adquirida durante la explotación del yacimiento, como la que a continuación se menciona.

- Datos de producción (aceite, gas y agua)
- Pruebas de presión
- Mediciones de presiones estáticas y fluyentes
- Información del comportamiento del yacimiento.

- Balance de Materia.

La aplicación del balance de materia permite conocer el volumen original de hidrocarburos y otros parámetros del yacimiento, utilizando los datos de presión y producción a través del balance entre las entradas de agua tanto del acuífero como de inyección al yacimiento y las salidas (producciones de agua, aceite y gas). La ecuación de balance de materia se define como:

Volumen original de hidrocarburos = volumen remanente de hidrocarburos

+ entrada de agua neta al acuífero

+ reducción del volumen poroso de la zona impregnada de hidrocarburos.

$$\begin{aligned} NB_{oi} + mNB_{oi} &= (N - N_p)B_o + mNB_{oi} (B_g / B_{gi}) \\ &+ NB_g (R_{si} - R_s) - N_p B_g (R_p - R_s) \quad \dots(2) \\ &+ W_e - W_p B_w + (1 + m)NB_{oi} [(C_w S_{wi} + C_f) / (1 - S_{wi})] \Delta p \end{aligned}$$

Para obtener el volumen original de aceite en el yacimiento se despeja N:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - W_e + W_p B_w}{(B_o - B_{oi}) + m B_{oi} (B_g / B_{gi}) + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} (1 + m) C_e \Delta p} \dots (3)$$

Donde la compresibilidad efectiva del sistema roca-fluidos es:

$$C_e = \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \dots (4)$$

Para obtener el volumen original en el caso de yacimientos de gas, en vez de despejar la “N” de la ecuación de balance de materia se despejaría la “G”, implícita en la constante “m” (m=GB_{gi}/NB_{oi}). El uso del método de balance de materia es más simple cuando se aplica para un yacimiento bajosaturado, ya que al haber dos fases en el yacimiento se requieren modelos más complicados para simular su comportamiento.

- Simulación Numérica

Una herramienta importante para estimar el volumen original de hidrocarburos es la simulación numérica de yacimientos; mediante modelos matemáticos que emplean ecuaciones diferenciales, se pueden describir los diversos procesos de flujo que ocurren en un yacimiento petrolero.

Para construir un modelo de simulación, en primer lugar hay que analizar e integrar la información geofísica, geología, datos petrofísicos, análisis PVT, producción, etc., del yacimiento, y en base a los resultados elaborar el modelo geológico; posteriormente y respecto a las historias de presión, producción, propiedades de los fluidos, etc., evaluar mediante las herramientas de la ingeniería de yacimientos el comportamiento del yacimiento y ajustar el modelo de simulación al comportamiento del mismo.

Los programas de simulación deben de ser capaces de contabilizar la cantidad de fluidos que entran y salen del yacimiento, la facilidad con que se mueven a través de una roca porosa y sus cambios con respecto a las variaciones de presión temperatura. Los simuladores convencionales se basan en tres conceptos básicos; conservación de la masa, comportamiento de las fases de los fluidos y modelado del flujo de fluidos a través de un medio poroso (usando la ecuación de Darcy).

El volumen original de hidrocarburos obtenido mediante simulación numérica, tiene además la ventaja, respecto al método de balance de materia, a que se puede conocer su distribución espacial en tres dimensiones (3D) dentro del yacimiento, es decir, se puede estimar las zonas con mayor y menor acumulación de hidrocarburos; lo anterior es debido a que en el modelo de simulación se utilizan funciones de distribución de propiedades como la porosidad, saturación de agua, espesores netos, etc.

1.2 Estimación de reservas

Las reservas de hidrocarburos se definen como aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

La explotación de las reservas representa un valor económico que requiere inversiones en la perforación de pozos, en la infraestructura, etc. Así, la estimación de reservas considera estos elementos para determinar su valor económico. Si este es positivo, estos volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables.

La magnitud de las reservas de hidrocarburos es consecuencia de las estrategias de explotación de los campos y su inversión asociada, del comportamiento de los yacimientos, de los costos de operación y mantenimiento, así como de los precios de venta de los hidrocarburos. Todo lo anterior se traduce en proyectos de inversión con pronósticos de producción comercialmente explotables.

Todas las reservas estimadas involucran un grado de incertidumbre, que depende de la calidad y cantidad de información que se disponga, este nivel de incertidumbre puede ser usada para colocar a las reservas en una u otra de las clasificaciones principales, probadas o no probadas.

-Reservas probadas (1P)

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.

Las reservas probadas se pueden clasificar como:

- Desarrolladas. Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.
- No desarrolladas. Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existente y/o construir las instalaciones para inicia la producción y transporte.

- Reservas no probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas. Las reservas no probadas se pueden clasificar como:

- Probables. Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de se

comercialmente recuperables que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables (Reservas 2P).

- o Posibles. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas la suma de las reservas probables más posibles (Reservas 3P) tendrá al menos una probabilidad del 10 por ciento de que las cantidades realmente sean iguales o mayores.

-Reservas remanentes.

Las reservas remanentes se refieren a aquellas cantidades de hidrocarburos que son susceptibles de ser producidas bajo las técnicas de explotación y premisas económicas con las que se hayan catalogado (1P, 2P y 3P), y que a la fecha actual no han sido todavía recuperadas o producidas.

La estimación de las reservas remanentes, se realiza simplemente restando al valor de la reserva original de hidrocarburos estimada (1P, 2P y 3P), el valor de la producción acumulada de hidrocarburos, a la fecha actual, como se muestra a continuación para el caso de un yacimiento de aceite.

$$RRA = ROA - N_p \dots\dots\dots (5)$$

Es importante comentar que para el caso de campos nuevos, donde todavía no se tiene producción acumulada, la reserva remanente de hidrocarburos (que en este caso será igual a la reserva original) se puede estimar por medio de un factor de recuperación obtenido de un campo análogo ya explotado, como a continuación se muestra para el caso de un yacimiento de aceite.

$$RRA = ROA = N * FR \dots\dots\dots (6)$$

Para obtener la reserva remanente en yacimientos de gas, los procedimientos a usar son similares a los referidos anteriormente.

II. TIPOS DE YACIMIENTOS.

II.1 Yacimientos homogéneos (una sola porosidad).

Los yacimientos petroleros se pueden definir como cuerpos de roca porosos y permeables que almacenan hidrocarburos (Uren 1953). Dichos cuerpos se pueden clasificar debido al tipo de fluido que almacenan, al tipo de roca por la que están conformados y por el tipo de propiedades que permiten la producción de los hidrocarburos. En esta última clasificación se encuentran los yacimientos con un solo tipo de porosidad y los que presentan más de un tipo de porosidad.

La porosidad se define como el espacio disponible para almacenar fluidos en una roca y se calcula mediante la división del espacio hueco en un volumen de roca entre el mismo volumen de roca, multiplicado por 100 para que se obtenga porcentualmente. Se clasifica en porosidad original (al momento de depositación) e inducida (por procesos geológicos subsecuentes).

Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominadas acuíferos.

Los yacimientos con una sola porosidad (original) logran el desplazamiento de petróleo y gas a los pozos mediante (Craft & Hawkins, 1968):

- Expansión de fluidos.
- Desplazamiento de fluidos, natural o artificialmente.
- Drene gravitacional.
- Expulsión capilar.

Cuando no existe un acuífero, y no se inyecta fluido en el yacimiento, la recuperación de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión de fluidos; sin embargo, en el caso del petróleo, la recuperación puede ser influenciada considerablemente por drene gravitacional. Cuando existe intrusión de agua del acuífero, o donde en su lugar, se inyecta agua en pozos seleccionados, la recuperación se debe al mecanismo de desplazamiento, posiblemente ayudado por drene gravitacional o expulsión capilar. También se inyecta gas como fluido desplazante para aumentar la recuperación de petróleo. En muchos yacimientos los cuatro mecanismos de recuperación pueden funcionar simultáneamente, pero generalmente solo uno o dos predominan. Durante la vida productora de un yacimiento, el predominio de un mecanismo puede cambiar de uno a otro por razones naturales o como resultado de programas de ingeniería.

Cuando ocurre segregación gravitacional durante las operaciones de producción y se forma una capa de gas, si los pozos se terminan en la parte inferior de la formación, sus relaciones gas-aceite serán bajas y la recuperación aumentará. Desde el punto de vista de balance de materia, si se reinyectara todo el gas producido en el yacimiento, es posible obtener una recuperación del 100 por ciento. Sin embargo, desde el punto de vista de la dinámica de flujo, se logra un límite económico y práctico cuando la saturación de gas en el yacimiento alcanza

valores alrededor del 10 al 40 por ciento, pues la permeabilidad al gas adquiere valores tan altos que el gas reinyectado fluye rápidamente de los pozos de inyección a los pozos de producción, desplazando sólo pequeñas cantidades de petróleo. Por tanto, aunque el control de la relación gas – aceite es importante en yacimientos con empuje por gas en solución, las recuperaciones son inherentemente bajas, ya que el gas se produce más rápido que el petróleo. Fuera de la energía acumulada en el líquido por encima del punto de burbuja, la energía para producir el petróleo está acumulada en el gas disuelto. Cuando dicho gas se produce, la única fuente natural de energía que queda es drene por gravedad; y el proceso de drene de aceite hacia abajo hasta los pozos, de donde es producido, puede tomar demasiado tiempo, resultando un proceso antieconómico (Craft & Hawkins, 1968).

Para el caso de yacimientos de aceite con empujes simultáneos (gas en solución, capa de gas e hidrostático) y cuando existe una capa inicial de gas, es decir, cuando el aceite está inicialmente saturado, no existe la fuente de energía debido a la expansión del líquido. La energía acumulada en el gas disuelto es adicionada por la existente en la capa de gas, y no es raro que las recuperaciones en yacimientos con capa de gas sean generalmente mayores que en aquellos yacimientos sin capa de gas, considerando condiciones iguales. En empujes por capa de gas, a medida que la producción avanza y la presión del yacimiento disminuye, la expansión de la capa de gas desplaza el aceite hacia abajo. Este fenómeno se observa por el aumento de las relaciones gas – aceite en los pozos localizados sucesivamente más abajo en la estructura. Al mismo tiempo, debido a su expansión, la capa de gas retarda la disminución de presión y al mismo tiempo la liberación de gas en solución dentro de la zona de aceite, mejorando en esta forma la recuperación por reducción en las relaciones gas – aceite de producción de los pozos. Este mecanismo es más eficiente en aquellos yacimientos con acentuado relieve estructural, ya que introduce un componente vertical de movimiento de fluido por medio del cual puede ocurrir segregación gravitacional del aceite y del gas libre en la zona productora.

Las recuperaciones de yacimientos volumétricos con capa de gas alcanzan valores hasta 70 y 80 por ciento de la reserva inicial del yacimiento. Las mayores recuperaciones corresponden a:

1. Capas grandes de gas.
2. Formaciones uniformes y continuas. Esto reduce la corriente de gas en el casquete que se expande, avanzando el gas con una velocidad mayor que el aceite, dejando este último en las partes menos permeables.
3. Buenas características por segregación gravitacional. Estas incluyen primordialmente:
 - Una estructura pronunciada.
 - Viscosidad baja del aceite.
 - Alta permeabilidad.
 - Bajas velocidades del aceite.

Los términos Empuje hidráulico y Control hidráulico son empleados para designar el mecanismo que incluye el movimiento de agua hacia un yacimiento a medida que se produce

gas y aceite. La intrusión de agua en un yacimiento puede provenir de agua marginal o de agua de fondo (Craft & Hawkins, 1968).

Algunas de las características mencionadas anteriormente para yacimientos con una sola porosidad se presentan también en yacimientos con más de una porosidad para lograr el desplazamiento de petróleo y gas hacia los pozos.

II.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Una gran parte del volumen de hidrocarburos a nivel mundial, pero principalmente en México, se encuentra en yacimientos naturalmente fracturados cuya característica principal es que están formados de dos sistemas compuestos de material poroso con redes de fractura de alta permeabilidad. Este tipo de yacimientos presentan condiciones especiales que son realmente un reto ya que no solamente se tiene que describir el sistema compuesto por la roca matriz y el sistema de fracturas sino también se requiere describir la forma en como estos dos sistemas interactúan entre si y como esta interacción gobierna los mecanismos de producción de los yacimientos de este tipo.

La determinación de la localización del sistema de fracturas y sus características y la relación global en el yacimiento, puede ser una tarea difícil de realizar, lo que los convierte en un gran reto para obtener el máximo beneficio de los yacimientos naturalmente fracturados. Una vez que se puede modelar el sistema matriz-fractura, se pueden definir esquemas para determinar el comportamiento de la producción y optimizar su recuperación final. Por lo tanto, es muy importante entender su comportamiento a fin de establecer una correcta planeación para su desarrollo y su explotación.

La primera etapa para evaluar los yacimientos naturalmente fracturados es conocer y entender la terminología que permite comprenderlos y describirlos. Así por ejemplo, una fractura se puede definir como una discontinuidad en una superficie plana en donde se ha tenido una pérdida de cohesión, es decir, es una ruptura que ha sufrido la roca matriz. Una fractura se puede asociar con una falla si se encuentra acompañada por un desplazamiento relativo de la roca matriz o como una junta si no ha ocurrido un desplazamiento.

El concepto de fracturamiento significa, de manera simplificada, que ha ocurrido la formación de una porosidad secundaria, es decir, que al volumen poroso original se le ha añadido un volumen poroso que no existía con anterioridad al tiempo de la depositación. El movimiento del agua a través de las fracturas y subsecuentemente la disolución de la roca matriz, da como resultado también la formación de una porosidad secundaria y representa una forma adicional de almacenamiento en la nueva formación de espacio poroso y formación de canales de muy alta permeabilidad.

Las fracturas generalmente ocurren en rocas sedimentarias tales como calizas, dolomías, arcillas, así como también rocas ígneas metamórficas, y en formaciones arenosas muy compactas, (tight sands).

El origen primario de las fracturas es la aplicación de esfuerzos a través del doblamiento o "folding", o a través de fallas lo cual ocasiona el doblamiento o el rompimiento de la roca. También puede ocurrir debido a la reducción de esfuerzos debido a la erosión lo que causa que las rocas en las cuales descansa la roca almacenadora se expanda, ocasionando la generación de nuevas fracturas o el alargamiento de las ya existentes.

Un mecanismo de fracturamiento secundario ocurre cuando existe un encogimiento en las arcillas lo que genera procesos diagenéticos de minerales y pérdida de agua dando como resultado un compactamiento de la capa arcillosa, afectando capas que no se han encogido y, en consecuencia, dicha pérdida de volumen origina la formación de fracturas. Otra forma de que ocurra la formación de fracturas es la sobrecarga hacia la formación productora. En formaciones de muy baja permeabilidad, la única forma de almacenar hidrocarburos es en las fracturas.

El fracturamiento da como resultado medio de doble porosidad, doble permeabilidad, consistente de bloques de matriz y bloques de fractura, donde debido a la alta permeabilidad de las fracturas, estas se convierten en el medio de conducción de los hidrocarburos al pozo. Es importante mencionar que la amplitud de las fracturas varía entre 10 y 200 micrones y la mayoría se encuentra en el rango de 10 a 40 micrones. Las consideradas macrofracturas tienen una amplitud mayor a 100 micrones y son relativamente extendidas. Las microfracturas tienen una amplitud menor a los 100 micrones y son llamadas fisuras, con una extensión mas limitada. La densidad de fracturamiento, que es otra forma de definir una red de fracturas, se refiere al número de fracturas por unidad de longitud del núcleo. La orientación de las fracturas también forma parte de la definición de un yacimiento naturalmente fracturado y depende de la orientación del régimen de esfuerzos en la roca y esta en función de la presión de sobrecarga o presión geostática, de la presión de confinamiento y de la presión de poro.

Algunos de los campos mas prolíferos a nivel mundial son por ejemplo el campo Asmari en Irán, el cual es un campo carbonatado naturalmente fracturado, con pozos de muy alta productividad en donde su roca matriz tiene una permeabilidad menor a 0.5 md. Otros campos con características similares, tales como los campos Ain Zalah y Kirkuk están en Irak y algunos campos importantes de Canadá. En México, la mayoría de sus campos conformados con yacimientos naturalmente fracturados tienen una roca matriz cuya permeabilidad varía entre 0.01 y 10 [mD] y, en consecuencia, la producción proviene principalmente del sistema de fracturas con que cuenta la formación.

Ahora para los yacimientos naturalmente fracturados existen diversas clasificaciones relacionadas a su sistema matriz-fractura, es decir, que sistema aporta más.

Nelson (1999) clasifica a los yacimientos naturalmente fracturados de la siguiente manera:

- **Tipo I.** Las fracturas proveen esencialmente la permeabilidad y la capacidad de almacenaje en el yacimiento. La matriz tiene muy pequeña (o casi nada) porosidad y permeabilidad.
- **Tipo II.** La roca matriz provee esencialmente la capacidad de almacenaje, y las fracturas proveen esencialmente la permeabilidad en el yacimiento. la roca matriz tiene muy baja permeabilidad, pero puede tener baja, moderada o incluso alta porosidad.
- **Tipo III.** Las fracturas proveen asistencia en un yacimiento económicamente recuperable que tiene muy buena porosidad y permeabilidad en su matriz.
- **Tipo IV.** Las fracturas no proveen de manera significativamente capacidad de almacenaje adicional o permeabilidad en un yacimiento que se está produciendo, sin embargo crean anisotropía (barreras de flujo).

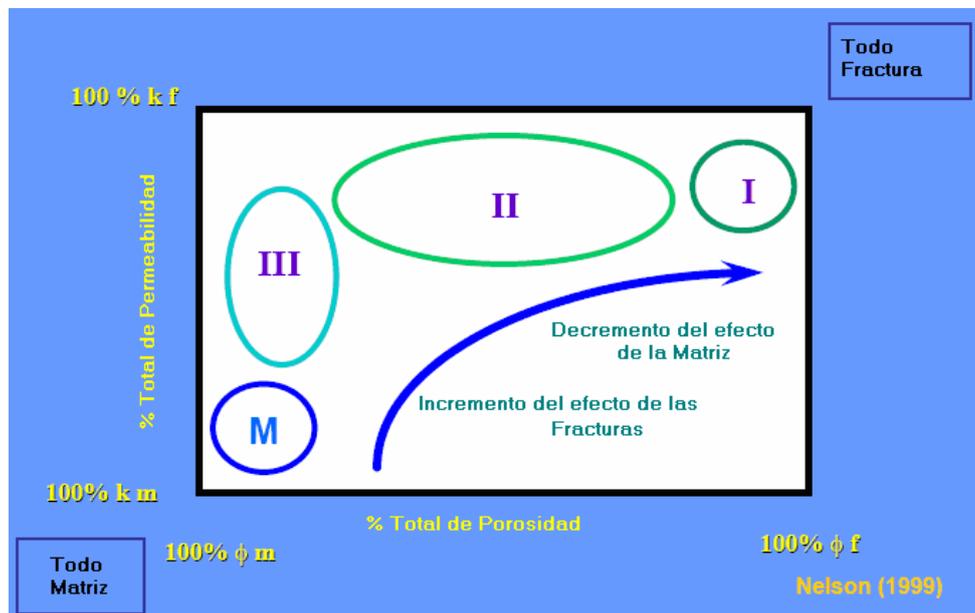


Fig. No. 1 Clasificación de Nelson para Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los primeros tres tipos describen los atributos positivos del sistema de fracturas, el cuarto, que de alguna manera no es paralelo a los anteriores, describe aquellos yacimientos en los cuales las fracturas no sólo son importantes para la calidad del yacimiento, sino también por su anisotropía de flujo inherente y la partición que las fracturas crean.

Las ventajas de esta clasificación son que delimitan los parámetros del sistema de fracturas, que son los más importantes para cuantificar un yacimiento en particular, y permite la predicción de los tipos de problemas de producción que se presentan comúnmente.

En el primer tipo de yacimiento (Tipo I), donde el sistema de fracturas provee la permeabilidad y porosidad, un cálculo temprano de la porosidad de la fractura o el volumen de fractura posible por pozo es de mucha importancia. La precisión y la exactitud de este volumen se deben de obtener lo más pronto posible para evaluar las reservas que se tienen por pozo y para predecir si altos gastos se pueden mantener o caer rápidamente a través del tiempo. En estas estimaciones, los valores de espesor y anchura de las fracturas son críticos. Ahora los cálculos

para los tipos de yacimiento II y III son menos importantes ya que el sistema de fracturas solo provee permeabilidad; la matriz por su parte proporciona un poco de porosidad o almacenamiento de volumen. En estos tipos de yacimiento (II y III) el volumen de poro de la matriz (generalmente mayor que el volumen de fractura) cubre tanto a la fractura que para realizar el cálculo de manera temprana es poco importante. En estos tipos de yacimiento, el conocer de manera anticipada la interacción fractura-matriz es de suma importancia para determinar si la porosidad de la matriz puede ser drenada por el sistema de fracturas.

De la misma manera, Nelson hace otra clasificación referido hacia el sistema poroso, pero que se basa en la primera clasificación mencionada de acuerdo al sistema matriz-fractura. Esta clasificación se tiene de la siguiente manera:

- Simple Porosidad.
 - Un solo medio de flujo de fluidos.
 - Puede ser, sólo matriz, sólo fracturas o matriz con fracturas juntas como un solo medio con propiedades de mezcla del fluido.
- Doble Porosidad.
 - Dos medios de flujo de fluidos (propiedades de matriz y fractura).
 - Las fracturas fluyen hacia otras fracturas.
 - Los bloques de la matriz pueden fluir únicamente por las fracturas (los bloques de la matriz no pueden fluir hacia otros bloques de matriz directamente).
- Doble Porosidad - Doble Permeabilidad.
 - Dos medios de flujo (propiedades de matriz y de fractura)
 - Fracturas fluyen hacia otras fracturas.
 - Bloques de matriz fluyen hacia las fracturas.
 - Bloques de matriz fluyen directamente hacia otros bloques de matriz.

Aguilera también hace una clasificación de yacimientos naturalmente fracturados en cierto modo, casi similar a Nelson. No todos los yacimientos fracturados son iguales, así que hablando en términos generales de yacimientos fracturados no basta. La recomendación de Aguilera es iniciar una clasificación del yacimiento de acuerdo a:

- 1) Geología: desde un punto de vista geológico las fracturas se pueden clasificar por ser tectónicas (plegamiento y/o falla), regionales, de contracción (diagenéticas) y superficiales. Históricamente la mayoría de la producción de hidrocarburos ha sido obtenida de fracturas de tipo tectónico, seguidas de las fracturas regionales y después por fracturas de contracción.

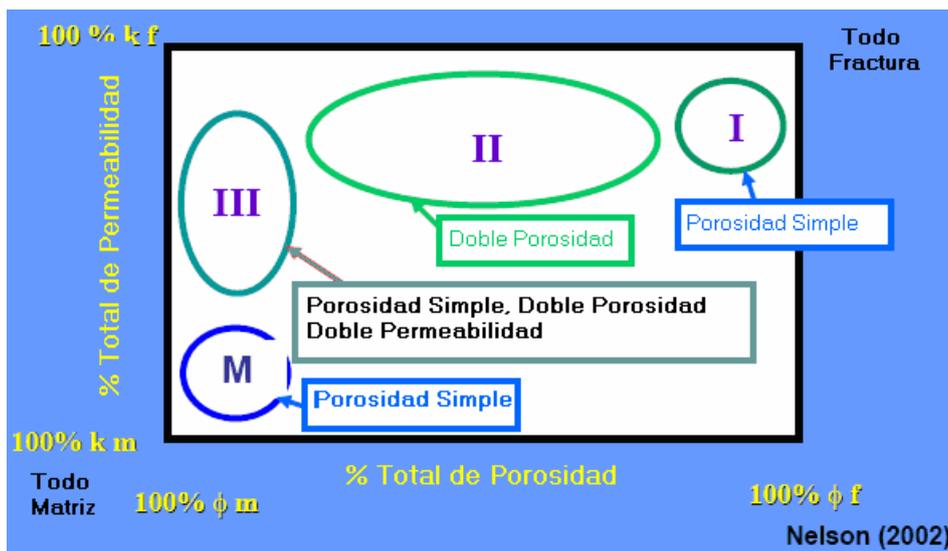


Fig. No. 2 Clasificación de Nelson para Yacimientos Naturalmente Fracturados (Simple-Doble Porosidad)

- 2) Sistema Poroso: para esta clasificación se pueden tener las clases de porosidad definidas primero por la geometría de los poros y después por su tamaño. En la geometría se encuentran incluidas las categorías de poro; intergranular, intercrystalina, vugular y fractura. La combinación entre cualquiera de estas categorías puede originar un comportamiento de doble o inclusive de múltiple porosidad. En el tamaño del poro está incluido la megaporosidad, macroporosidad, mesoporosidad y microporosidad.

Tabla 1 Parámetros Petrofísicos Comunes

Categoría	Clasificación del tamaño del Poro	Tamaño (microns)	K_{aire} [mD]	S_w (inmóvil) (%)	Curva P_c
Intergranular	Mega	>10	Muy Alta	15	B
	Macro	2-10	Alta	20	C
	Meso	0.5-2	Moderada	45	D
	Micro	<0.5	Baja	45-90	E,F
Intercristalina	Mega	>10	Muy Alta	15	B
	Macro	2-10	Alta	20	C
	Meso	0.5-2	Moderada	45	D
	Micro	<0.5	Baja	80	E
Vugular	Mega	>10	Muy Alta	0	B
	Macro	2-10	Alta	0-10	B-C
	Meso	0.5-2	Moderada	10-20	C-D
	Micro	<0.5	Baja	20-60	D
Fracturas	Mega	>10	Extremadamente	0	A
	Macro	2-10	Alta	0-10	A-B
	Meso	0.5-2	Alta	10-20	B-C
	Micro	<0.5	Moderada Baja	>20	D-E

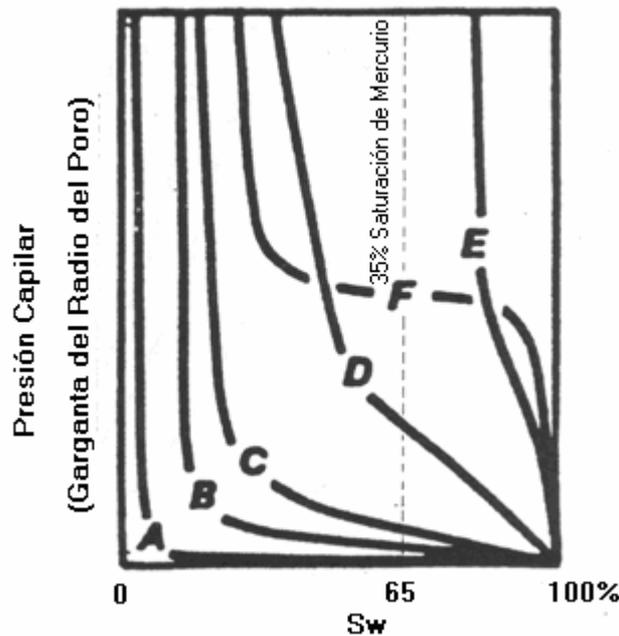


Fig. No. 3 Curvas de Presión Capilar (adaptación de Coalson et. al)

- 3) Almacenamiento de hidrocarburo: desde el punto de vista de almacenamiento las fracturas se pueden clasificar del tipo A, B o C. Muchos yacimientos que de otra manera podrían ser considerados como no productivos, se hacen rentables gracias a la presencia de fracturas. En los yacimientos de Tipo A el almacenamiento de hidrocarburos en su mayoría (o totalidad) se encuentra en la matriz, y una pequeña cantidad de almacenamiento en la fractura, de todas formas la matriz por lo general tienen muy baja permeabilidad mientras que las fracturas tienden a ser de mayor permeabilidad. Existen muchos yacimientos con fracturas de tipo tectónicas donde su porosidad primaria (matriz) tiende a ser extremadamente baja y por consecuencia no contribuye al almacenamiento de hidrocarburos. Es este caso un número grande de microfracturas debe estar presente para jugar el papel de matriz. Esto se debe al origen de fracturas de tipo tectónico que se dan desde macro escala hasta escala de grano, en este caso las micro y macrofracturas se componen de un sistema de doble porosidad. En los yacimientos de Tipo B aproximadamente la mitad del almacenamiento de hidrocarburos está en la matriz y la otra mitad en la fractura. La matriz se encuentra muy compacta y las fracturas son mucho más permeables que la matriz.

Y en yacimientos de Tipo C, todo el almacenamiento se da en las fracturas sin aporte de la matriz, esto hace que para este tipo las fracturas proporcionen tanto almacenamiento como la permeabilidad necesaria para lograr una producción que sea rentable.

Tabla 2. Recuperación de Yacimientos Naturalmente Fracturados como porcentaje (%) del aceite original (N)

Mecanismo de Recuperación	Tipo de Yacimiento		
	A (%)	B (%)	C (%)
Abatimiento Regular	10-20	20-30	30-35
Abatimiento + Inyección de Gas	15-25	25-30	30-40
Abatimiento + Inyección de Agua	20-35	25-40	40-50
Abatimiento + Inyección de Agua + Iny. Gas	25-40	30-45	45-55
Segregación Gravitacional	40-50	50-60	>60
Abatimiento + Entrada de Agua	30-40	40-50	50-60
Abatimiento + Casquete de Gas	15-25	25-35	35-40
Abatimiento + Casquete de Gas + Entrada Agua	35-45	45-55	55-65

Tabla 3. Recuperación de Yacimientos Naturalmente Fracturados como porcentaje (%) del gas original (G)

Mecanismos de Recuperación	Tipo de Yacimiento		
	A (%)	B (%)	C (%)
Sin Mecanismo de Agua	70-80	80-90	>90
Con Mecanismo Moderado de Agua	50-60	60-70	70-80
Con Mecanismo de Agua y Compresión	20-30	30-40	40-50
Con Fuerte Mecanismo de Agua	15-25	25-35	35-45

- 4) Interacción Matriz – Fractura: *Sin Mineralización Secundaria: cuando las fracturas naturales están abiertas y tiene muy pequeña cantidad de mineralización secundaria, los hidrocarburos se mueven de la matriz hacia las fracturas en un modo sin restricciones. La rapidez con la que se mueven los fluidos de la matriz hacia las fracturas es controlado ya sea por la caída de presión en las fracturas, propiedades de la matriz como la permeabilidad, porosidad y compresibilidad; viscosidad del fluido en movimiento, y el espaciamiento de las fracturas o el tamaño del bloque de la matriz. Estas fracturas pueden proveer altos gastos iniciales. El mayor problema con este tipo de fracturas es que tienden a cerrarse con el abatimiento del yacimiento dependiendo de, el esfuerzo de tensión in situ, la presión inicial del yacimiento y la reducción de presión dentro de las fracturas. En otras palabras las fracturas son muchísimo más compresibles que la roca matriz. Si el yacimiento es inicialmente sobre-presionado, el cierre de la fractura es muy sensible provocando una recuperación muy pequeña, grandes dolores de cabeza y por supuesto, pérdidas económicas.

Ahora si el yacimiento es abatido de manera regular, el cierre de la fractura no será tan sensible ya que la mayoría de los cierres a profundidades del yacimiento ya han ocurrido. Las recuperaciones finales serán mucho más grandes que las del caso previo: *Con Algo de

Mineralización Secundaria: Cuando las fracturas naturales tienen certeza de la cantidad de mineralización secundaria el flujo de fluido de la matriz hacia las fracturas es de algún modo restringido. Desde el punto de vista del comportamiento de presión durante una prueba de pozo esto puede ser visualizado como un daño natural dentro del yacimiento (sin confundir un daño mecánico alrededor de la boca del pozo calculado de manera rutinaria). La mineralización parcial es una bendición disfrazada. En este caso los minerales secundarios actuarán como agentes de propagación naturales, y el cierre de la fractura será sensiblemente reducido (no completamente cerrado) incluso en yacimientos sobre-presionados. Esto nos llevará a obtener altas recuperaciones. El cierre de las fracturas será pequeño en yacimientos saturados e incluso más pequeño en yacimientos bajosaturados. *Mineralización Secundaria Completa: A pesar de que exista mucha cantidad de hidrocarburos dentro del yacimiento, la recuperación final será muy baja. Las fracturas mineralizadas van a segmentar el yacimiento dirigiéndose hacia una muy baja recuperación final.

II.2.a Características de los sistemas de fracturas.

Las fracturas en un yacimiento de roca generalmente deben su origen a un proceso de sedimentación independiente; son ocasionadas por fallas frágiles que corresponden a diversos factores como:

- a) plegamiento
- b) fallas
- c) presión del fluido
- d) liberación de la presión de sobrecarga
- e) presión de solución
- f) deshidratación
- g) climatización
- h) enfriamiento
- i) impacto de cráteres

Las fracturas (naturales) pueden existir en todo tipo de roca y son consideradas en tres diferentes tipos:

1. Shear (Esquila): caracterizado por desplazamientos paralelos hacia el plano de fractura.
2. De extensión: sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura. Las fracturas de tipo "shear" y de extensión generalmente se forman juntas.
3. Tensión: También tienen un desplazamiento vertical hacia el plano de fractura pero ocurren cuando el esfuerzo en una de sus direcciones es negativo.

- Génesis de Fractura.

Una clasificación razonable de la génesis de las fracturas de acuerdo al sistema de fracturas:

- a) Tectónica: son relacionados a los esfuerzos de tensión del campo y en la mayoría de las veces: 1) relacionado con fallas, 2) relacionado con pliegues u c) otros.

- b) Regional: cubren grandes áreas con un pequeño cambio en la orientación. En general tienen espaciamientos relativamente largos, en zonas ortogonales.
- c) Contracción: son el resultado de la reducción en el volumen de roca en una roca sedimentaria, incluyendo: 1) disecación (secamiento), 2) sinéresis, 3) gradientes termales, y d) cambios de la fase mineral (dolomitización).
- d) Fracturas relacionadas a la superficie: son debidas a la descarga y al clima cuando los sedimentos son expuestos hacia la superficie. Este tipo de génesis no es muy importante hablando de ingeniería de yacimientos.

- Morfología de Fractura.

Las propiedades petrofísicas del sistema de fracturas están relacionadas con la morfología de las fracturas individuales, existen cuatro tipos:

- a) Fracturas Abiertas: no hay material diagenético que llene las fracturas. La permeabilidad está relacionada a la apertura, el espaciamiento y a la dureza de las paredes de la formación.
- b) Fracturas deformadas: inicialmente abiertas pero más tarde deformadas por esfuerzos de tensión. El material fino en las fracturas puede causar un incremento de la saturación de agua irreducible y así reducir la permeabilidad efectiva del aceite.
- c) Fracturas llenas de mineral: están saturadas por la diagénesis debido al cuarzo o a los carbonatos, a veces ambas. Estas fracturas generalmente barreras de permeabilidad pero pueden estar abiertas parcialmente y permanecer como buenos conductos del flujo de fluidos.
- d) Fracturas Vugulares: debido a alteraciones de la roca matriz que rodea a las fracturas que son causadas por el flujo de fluidos a través de las mismas fracturas.

- Caracterización e Identificación de las Fracturas.

En las fracturas, lo de mayor interés es la orientación, el espaciamiento y la apertura.

En muchos yacimientos de petróleo las fracturas son, en su mayoría, aproximadamente verticales, pero no esto no quiere decir que sea una verdad universal. La orientación de las fracturas está relacionada con el estado de tensión de la formación al tiempo geológico cuando las fracturas son originadas.

Las aperturas de las fracturas varían desde 10^{-3} [cm.] (10[μ m]) hasta $5 * 10^{-2}$ [cm.] (500[μ m]), pero son altamente variables particularmente en vugulos que han sido originados a través de la disolución.

El espaciamiento de las fracturas se refiere a la distancia entre fracturas individuales. Una alternativa para medir el espaciamiento es la densidad de la fractura, que es simplemente el recíproco del espaciamiento. El espaciamiento tiene unidades de longitud, por lo tanto la densidad de fractura tienen unidades de longitud inversas.

El espaciamiento puede llegar a ser muy difícil de calcular pero en algunas ocasiones puede ser inferido desde la identificación de registros de fractura en pozos y/o medidas de permeabilidad a escala de campo.

Existe un gran número de métodos para identificar y caracterizar las fracturas:

- Estudios visuales de afloramientos
- Análisis de núcleos de formación
- Imágenes de la formación en las paredes del pozo.
- Métodos de registros de pozos en agujero abierto
- Respuesta del flujo de fluido y de presión en pozos.

II.2.b Propiedades petrofísicas en sistemas fracturados

-Porosidad.

Parámetro que se utiliza para caracterizar la capacidad de almacenamiento definido por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \dots\dots\dots (7)$$

La porosidad referida a la roca matriz se le conoce como porosidad de la matriz (en algunos casos porosidad primaria). Y la porosidad debido a las fracturas se le llama porosidad de la fractura (o porosidad secundaria).

-Porosidad de la Fractura

Para la porosidad de la fractura se debe tener cuidado ya que las fracturas pueden estar distribuidas de manera irregular. En caso de que se tenga un volumen suficientemente largo representativo, la porosidad de la fractura se determina simplemente como la división entre en espacio vacío de la fractura entre el volumen de roca que contiene la fractura.

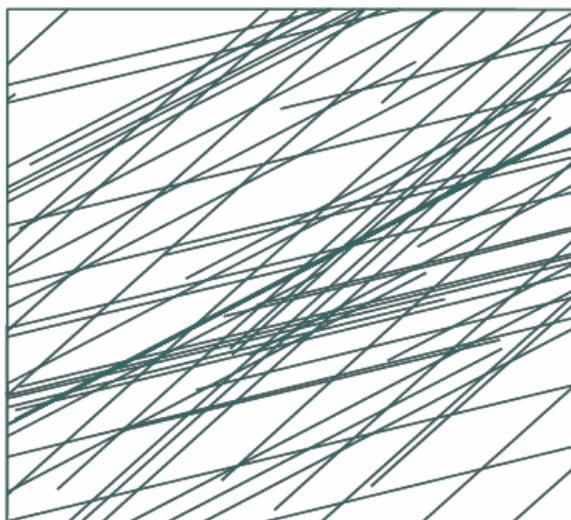


Fig. No. 4 Ejemplo de un sistema de fracturas en un volumen representativo de yacimiento. Considerando, como ejemplo, un yacimiento que contiene fracturas verticales orientadas en una sola dirección con una apertura uniforme w y un espaciado uniforme s . Un volumen suficientemente largo de control puede dar como resultado una porosidad de fractura como:

$$\phi_f = \frac{w}{s} \dots\dots\dots (8)$$

Para la porosidad de la fractura hay que tener mucho cuidado ya que es demasiado irregular y se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- La porosidad de fractura no es medida tan fácilmente. Los valores reportados en la literatura suelen ser basados en desarrollos de yacimientos que infieren la porosidad de fractura basada en puntos como la declinación de la presión y/o comportamiento de doble porosidad.
- Debe incluir una pequeña cantidad de espacio de poros en la proximidad de las fracturas actuales. Este espacio puede ser debido a varias causas como el micro-fracturamiento de la matriz o simplemente volumen de fracturas cercanas de la matriz que rápidamente sustituye fluidos hacia el sistema de fracturas.
- Vúgulos y otras disoluciones de volumen suman espacios de poro hacia el sistema de fracturas.

-Porosidad de la Matriz.

Como la roca del yacimiento incluye tanto volumen de matriz como volumen de fractura, la porosidad de la matriz está relacionada con la porosidad total de la roca con la siguiente ecuación a:

$$\phi_m = \phi_c (1 - \phi_f) \dots\dots\dots (9)$$

Como la porosidad de fractura es generalmente menor a 1% para propósitos prácticos, la porosidad de la matriz en algunas ocasiones es la porosidad del núcleo.

De las definiciones de porosidad de fractura y de matriz, la porosidad total del yacimiento es la simple suma de ambas porosidades.

$$\phi_T = \phi_m + \phi_f \dots\dots\dots (10)$$

-Compresibilidad.

La roca a condiciones de yacimiento está sujeta a esfuerzos de sobrecarga. El esfuerzo efectivo en un yacimiento es aproximadamente dado por la diferencia entre la tensión generada por el peso de sobrecarga de las formaciones menos la presión interna.

Cuando la presión del yacimiento declina debido a la producción hay un incremento en la presión del poro y un incremento también en la presión de sobrecarga (esfuerzo de tensión). Este incremento del esfuerzo actúa para comprimir la roca y reducir el espacio poroso y así la porosidad. También hay un incremento potencial en el volumen del grano con la declinación en la presión del poro, los cambios en el volumen del grano son insignificantes cuando se compara con los cambios en el volumen de roca debido a los cambios de esfuerzos efectivos.

En yacimientos naturalmente fracturados incrementar los esfuerzos efectivos tienden a cerrar las aberturas y así reducir la porosidad de fractura. La compresibilidad de la formación es definida de manera similar a la de un fluido:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \dots\dots\dots (11)$$

Y puede ser vista de la siguiente manera,

$$c_f \approx \frac{\Delta \phi / \phi}{\Delta p} \dots\dots\dots (12)$$

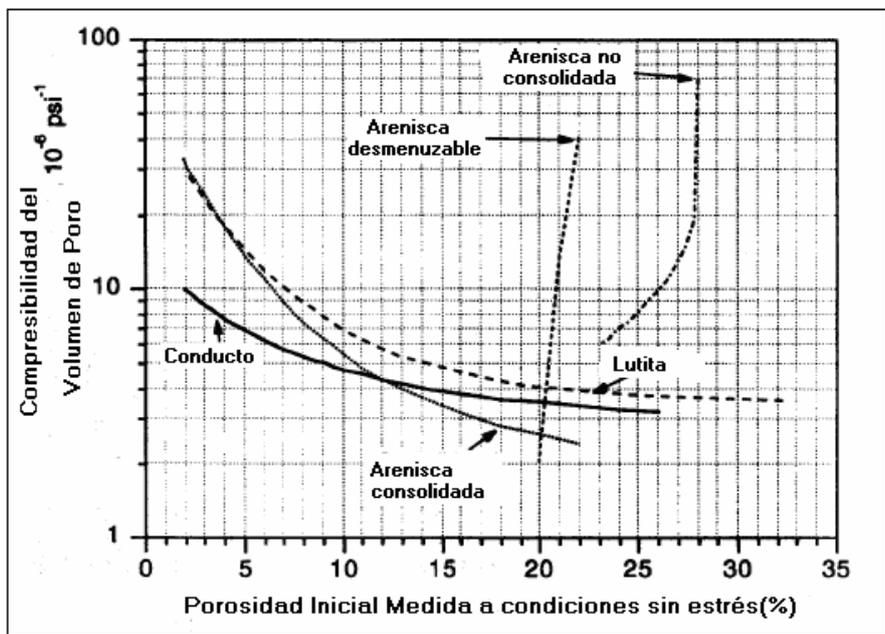


Fig. No. 5 Comparación de las correlaciones de la compresibilidad del volumen poroso, Hall (1953) y Newman (1973) con Post y Berg (1997)

-Permeabilidad

Es una medida de la capacidad del medio poroso para conducir un flujo de fluidos. La permeabilidad está a través de la Ley de Darcy en estado estacionario, flujo laminar (lineal) de un fluido incompresible en unidades de campo.

$$q = \frac{1}{877.2} \frac{kA \Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots (13)$$

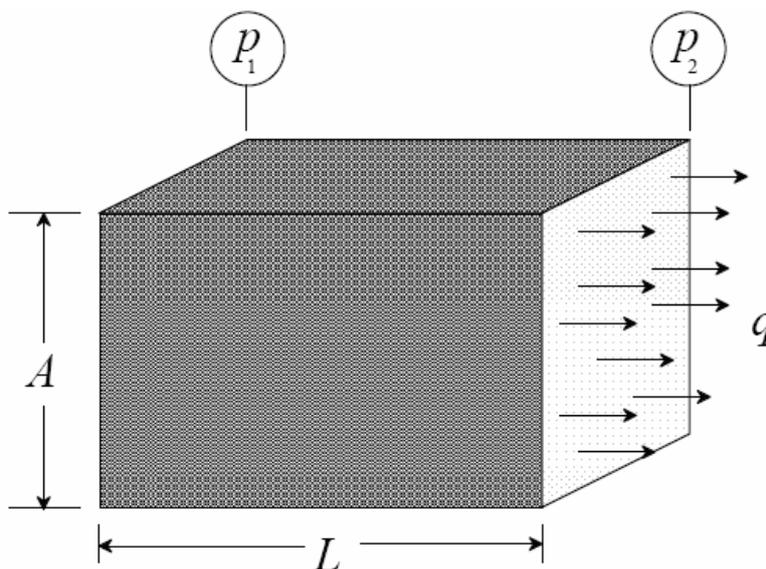


Fig. No. 6 Esquema de la Ley de Darcy para un flujo lineal en estado estacionario.

- Permeabilidad de la Fractura

La permeabilidad de la fractura ocurre como resultado del flujo a través de los conductos abiertos. Una aproximación simple de las propiedades de la fractura puede ser construida considerando fracturas lineales paralelas.

El flujo laminar en una fractura de estar basado en la ecuación de flujo para planos de corte paralelos, como se muestra en la figura a continuación.

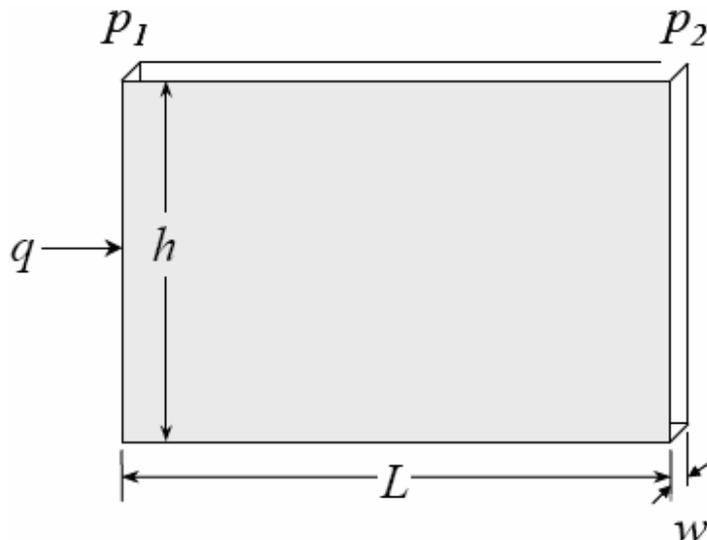


Fig. No. 7 Corte paralelo aproximado para las fracturas.

$$q = \frac{w^3 h}{12} \frac{\Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots (14)$$

Se tiene entonces la siguiente ecuación:

Esta a veces llamada la ecuación “cúbica” por el flujo de fluido en fracturas, desde que el gasto es proporcional a la apertura de la fractura al cubo (w). Nótese la similitud con la Ley de Darcy.

Miller* propone una ecuación de la permeabilidad de la fractura de la siguiente manera:

$$q_f = \frac{k_f A}{\mu L} (p_{in} - p_{out}) \dots\dots\dots (15)$$

ó

$$k_f = \frac{q_f \mu L}{A(p_{in} - p_{out})} \dots\dots\dots (16)$$

donde A es el área total de la sección donde se da el flujo, y L es la longitud total de todo el sistema.

-Permeabilidad en la Matriz

La permeabilidad tomada de núcleos puede ser generalmente usada como la permeabilidad de la matriz.

También las medidas de permeabilidad a escala del yacimiento, como aquellas que se toman de las pruebas de variación de presión, medición común de la permeabilidad de la fractura,

existen variaciones de presión disponibles que se aproximan y pueden teóricamente distinguir entre permeabilidad de matriz y de fractura.

II.2.c Doble Porosidad – Doble Permeabilidad

Una dificultad significativa en el modelado del flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado se debe al contraste que existe entre la porosidad y permeabilidad, de la matriz y de la fractura. Comúnmente los yacimientos naturalmente fracturados tienen un sistema de fracturas que se caracteriza por tener bajo almacenamiento (porosidad) y alta conductividad (permeabilidad) y el sistema matriz se caracteriza por tener alto almacenamiento y baja conductividad. Este contraste provoca que el flujo ocurra dentro de ambos medios en diferentes tiempos significativos.

Si bien el modelado explícito del medio con tantos contrastes puede hacerse, las limitaciones considerando los recursos computacionales hacen que sea poco práctico para muchos problemas en relación a la simulación. Por esta razón la opción de aproximación del modelado (y no sólo para simuladores de yacimiento) está con un apoyo de aproximación de doble continuidad, ya sea doble porosidad o doble permeabilidad

Esta aproximación parece haber sido introducida en la literatura petrolera por Warren & Root (1963) para propósitos de análisis de pruebas de variación de presión en yacimientos naturalmente fracturados.

El almacenamiento del fluido y la capacidad de flujo en yacimientos naturalmente fracturados pueden ser tomados en 2 sistemas de poros separados.

El modelado doble continuo trata cada punto del espacio (volumen de control) como si estuviera comprometido con 2 sistemas de flujo. La Fig. 9 muestra en términos de bloque-malla como se debe usar en un simulador de yacimiento.

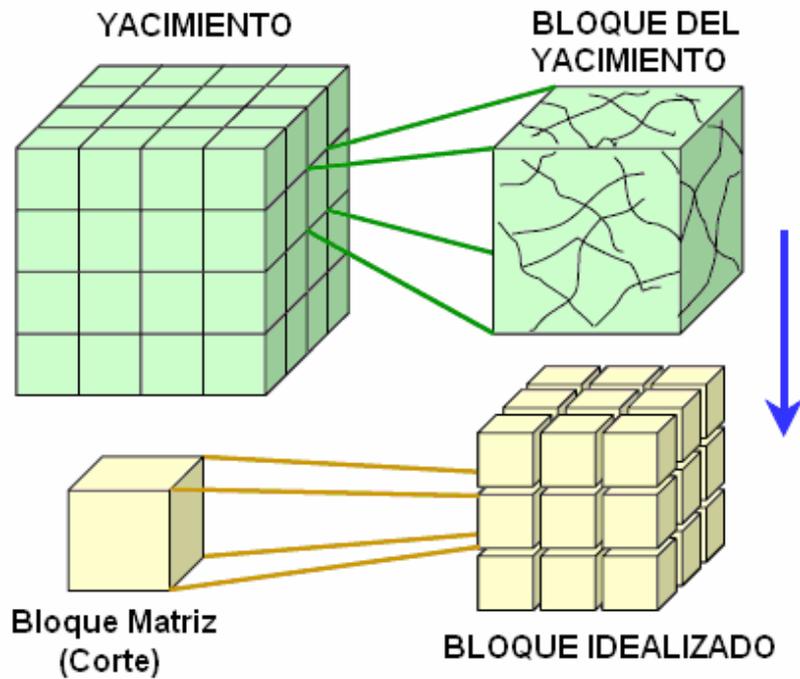


Fig. No. 8 Esquema de un yacimiento en bloques

II.2.d Simulación de yacimientos naturalmente fracturados.

La simulación numérica en la interpretación de hidrocarburos se está convirtiendo cada día en la herramienta más importante para proyectos de análisis y diseño de la recuperación de petróleo. El rápido incremento en la computación tiene el potencial para colocar modelos de simulación en la “caja de herramientas” de la mayoría de los ingenieros de yacimientos. Estos modelos sostienen una gran promesa para mejorar la efectividad de la interpretación de predicciones, y la administración integral de yacimientos. Sin embargo, su uso no es sin contar dificultades y limitaciones. Es importante entender las características y limitaciones de estos modelos en orden para que se puedan aplicar y se obtenga el máximo beneficio.

Un modelo de simulación de yacimiento es una descripción matemática, en la forma de un código de programación, que describe balance de materia y ecuaciones de transporte de una base detallada en un yacimiento de petróleo. Tales modelos, generalmente simulan flujo en direcciones espaciales y con múltiples fases de fluido, requiriendo que el yacimiento sea dividido (discretizado) en celdas, cada una con sus propiedades y estados de tiempo variables (presión y saturación). Puede haber miles o incluso millones de celdas en un estudio largo de simulación.

Agregando, las especificaciones son necesarias para la producción del pozo y para los gastos de inyección y control, propiedades del acuífero, propiedades del fluido PVT vs. presión, permeabilidades relativas, y presiones capilares vs. saturación. Una computadora obviamente debe de ser usada para resolver estos métodos numéricos que utilizan demasiadas ecuaciones a resolver.

El término “modelo” es frecuentemente es aplicado tanto para un código numérico de programación como para la descripción del yacimiento y la información del pozo usada para aplicarla en el código. Asimismo es importante tener en cuenta la diferencia entre un código de programación y la información descriptiva, la distinción entre ambos no siempre es elemental.

El código de programación (de computadora) contiene los pasos necesarios para resolver las ecuaciones que están siendo usadas para describir físicamente el proceso que ocurre en el yacimiento. Las ecuaciones son en un modo de decir, la parte esencial, de la descripción del yacimiento; son sin embargo en todo sentido, una parte de la descripción del yacimiento.

La información usada para correr el simulador son las partes de la descripción que están controladas por el ingeniero de yacimientos. Como tal, proporciona la importancia para hacer que las ecuaciones se ajusten a la interpretación del yacimiento usando la información desarrollada por el usuario. La descripción de la información puede ser tomada como el “modelo” en el sentido que la información provee especificaciones necesarias de la información del yacimiento.

El punto a destacar es que la información, así como las ecuaciones matemáticas trabajan en conjunto, no se debe considerar una sin tomar en cuenta a la otra. Es muy importante para el ingeniero de yacimientos que esté pendiente de que ambos, información como ecuaciones sean usados adecuadamente en el simulador.

Existen varios tipos de modelo de simulación, clasificados en base a:

- a) caracterización de las propiedades del fluido
- b) procesos de recuperación
- c) dimensionalidad de flujo y metodología de solución

En la siguiente lista se da una breve descripción de algunas terminologías de clasificación.

- *Simuladores de una sola fase*, son aquellos que modelan únicamente el flujo de una sola fase dentro de un yacimiento. Estos simuladores son a veces utilizados para estudiar resultados de pruebas de presión o algunas otras situaciones donde los efectos multifásicos de las propiedades del fluido o caracterización de las propiedades de flujo no sean requeridos o sean insignificantes.
- *Simuladores de dos fases*, son aquellos modelos donde dos fases fluyen al mismo tiempo. La mayoría de los simuladores de dos fases, evitan interacciones complejas del fluido asumiendo que no hay transferencia de masa entre las fases. Los simuladores de dos fases son, algunas veces, utilizados para estudiar los problemas que causan la invasión o inyección de agua en yacimientos de gas o aceite.
- *Simuladores de Aceite Negro (Black-Oil)*, se refieren a aquellos simuladores que utilizan una caracterización simple de la propiedad de un fluido basado en tres fases, sistema de tres componentes que contienen aceite, agua, y gas disuelto. Desde que los simuladores de aceite negro se pueden correr fácilmente en modos de una o dos

fases, este es un tipo común de simuladores para paquetes comerciales disponibles en el mercado.

- *Simuladores Composicionales*, son usados cuando una simple caracterización del fluido (aceite negro) es insuficiente. Casos comunes donde los simuladores composicionales son requeridos, son para yacimientos de aceite volátil o de gas y condensado, o para proyectos de inyección de gas miscible (dióxido de carbono, CO₂). Los simuladores composicionales tienen la capacidad de modelar rigurosamente la transferencia de masa de múltiples componentes entre las fases.
- *Simuladores térmicos*, son utilizados cuando los efectos de la energía térmica deben ser modelados, requiriendo ecuaciones de balance de energía y transferencia de calor. Los simuladores térmicos tienen su principal aplicación en procesos de recuperación térmica englobando, inyección de vapor o combustión in-situ. De todas formas, hay otras situaciones, como la inyección de agua de mar fría, donde los efectos de la temperatura juegan un papel importante y deben ser incluidos.
- *Simuladores de doble porosidad/permeabilidad*, son usados para dar una eficiente y efectiva metodología en el modelado de yacimientos naturalmente fracturados. Estos simuladores caracterizan al yacimiento en dos medios interactivos en un espacio.
- *Simuladores de metano (coalbed)*, fueron desarrollados para manejar algunas propiedades especiales de transporte y almacenamiento del metano. De la misma manera como en los simuladores de doble porosidad, estos simuladores incluyen efectos del metano (y otros gases), adsorción en los carbonatos de superficie y difusión a través de la estructura porosa carbonatada.
- *Simuladores químicos*, utilizados para modelar procesos en donde múltiples componentes deben ser puestos, pero para cada efecto de comportamiento de fase pueden ser rechazados. Son usados en procesos químicos como inyección de surfactantes o polímeros.
- *Simuladores de líneas de flujo*, modelan el flujo en una manera donde principalmente se discretiza al yacimiento basado en unos patrones de flujo preferibles a la arquitectura del yacimiento. Estos simuladores se emplean para dar mayor rapidez al desarrollo en la aproximación de soluciones para el posicionamiento del pozo y el escalonamiento de la heterogeneidad.
- *Otros*, simuladores que se usan en procesos que incluyen: a) modelos de fracturas discretas para describir el flujo en una red de fracturas conectadas, y b) modelos geoquímicos para describir la precipitación y disolución de fases minerales durante la inyección y producción.

Los datos requeridos para modelos de simulación de yacimientos se pueden encontrar en el siguiente orden.

- Modelo Geológico, describe la estructura, forma y continuidad de flujo del yacimiento, acompañado con otras descripciones geológicas como la estratigrafía, fallas, litofacies, plegamientos, etc.

- Datos Petrofísicos, proporcionan las propiedades de la roca en cada posición dentro del yacimiento.
- Propiedades del fluido, son dadas cuando hay variación de presión, pero incluye también efectos más complejos debido a los cambios en la composición y a la temperatura.
- Datos Iniciales, especifica la presión inicial, la saturación (algunas veces composición y/o temperatura), dentro del yacimiento. Los datos iniciales son hechos en base al equilibrio de la capilaridad y la gravedad.
- Datos de Corridas, utilizadas para fijar parámetros de solución numérica y generar resultados deseados, ya sean numéricos o gráficos.

La interpretación de un estudio de simulación de yacimiento es una tarea que consume tanto tiempo y trabajo. Un estudio de simulación debe así, ser llevado con una serie de metas y objetivos acompañados de un buen entendimiento y plan de trabajo. Aquí se enuncian una serie de preguntas que se dan comúnmente en los estudios de simulación de yacimientos.

- ¿Cómo debe de ser desarrollado y producido un campo para optimizar su beneficio?
- ¿Cuál es el mejor esquema de terminación para los pozos?
- ¿Cuál es el mejor escenario de Recuperación Mejorada para el yacimiento? ¿Cómo y cuándo debe de ser llevado a cabo?
- ¿Cómo se encuentra y de dónde viene la producción? ¿Dónde se encuentran generalmente localizados los hidrocarburos remanentes dentro del yacimiento?
- ¿Por qué el yacimiento no se está comportando como la predicción que se realizó?
- ¿Qué se espera para el futuro en gasto vs. tiempo la última recuperación para el campo?
- ¿Qué información adicional del laboratorio o pruebas de campo, se requieren para adecuar la descripción del yacimiento? ¿Cuál es la sensibilidad de esos resultados en dichas pruebas? En otras palabras ¿cuáles son los parámetros críticos del yacimiento?

El ingeniero de yacimientos, por lo general, comienza la simulación dividiendo el yacimiento en bloques discretos. La división incluye: a) interpretaciones geológicas adecuadas, b) contar con el número suficiente de bloques entre pozos, c) minimizar el número total celdas para reducir el tiempo de simulación en la computadora y requerimientos de almacenamiento. Este es un paso crítico en el desarrollo de simulación, ya que es primordialmente a través de la discretización donde los patrones de flujo son establecidos.

Es indispensable que a esta fase de la simulación, el ingeniero de yacimientos trabaje integralmente y muy cerca del geólogo y el geofísico que están relacionados con la delimitación, la continuidad y el modelo geológico. El ingeniero de yacimientos debe asignar un número suficiente de celdas que incluyan detalles que afectarán la descripción del yacimiento pero sin anexar a la simulación costos no previstos. Igualmente importante en el sentido areal están las posiciones y capacidad de sellos potenciales de las discontinuidades como fallas y cambios en las facies.

El siguiente paso es asignar las propiedades de la roca y del fluido a cada bloque en consecuencia con datos del núcleo, registros de pozo, análisis de fluidos, pruebas de presión, etc. A veces es útil agrupar parámetros como la porosidad y la permeabilidad para asignar valores en los bloques. Una forma mucho más moderna es utilizar la técnica geoestadística que emplea métodos que reconocen la información no conocida y la variabilidad entre pozos. En este proceso también, el ingeniero de yacimientos debe confiar con los datos de entrada de los geólogos y geofísicos. Por ejemplo, propiedades de la roca como la presión capilar y la permeabilidad relativa son altamente dependientes de las facies. La localización de diferentes facies dentro del yacimiento puede ayudar al ingeniero de yacimientos en la asignación de dichas propiedades.

Otro problema que muchas veces se incrementa durante el proceso de simulación de desplazamiento es el “promediar” las propiedades a lo largo de los bloques de la malla (frecuentemente cientos de pies en un solo lado). La variabilidad de las propiedades de la roca entre pozos debe ser tomada en cuenta para la asignación apropiada de las propiedades del yacimiento. Para la mayoría de las propiedades, especialmente la permeabilidad y la permeabilidad relativa, un simple promedio aritmético no alcanza valores aproximados adecuadamente. Datos de entrada del área de geociencias (geólogos y geofísicos) que conciernen a la variabilidad y continuidad entre pozos es sumamente importante en algunos de los actuales estudios para definir “procedimientos para promediar” para varias propiedades del yacimiento.

Finalmente la información del pozo debe ser tomada en cuenta incluyendo localización, intervalos de terminación, índices de productividad, características de flujo No-Darciano, especificar gastos de inyección y producción, etc. Esta información es muy importante ya que describe el método por el cual el yacimiento es producido. La información del pozo debe de ser comprendida como información de diseño, y con esta información como el yacimiento debe de ser producido para optimizar su beneficio.

Para poder tener confianza en la predicción de simulación, es por lo general, útil para alcanzar el ajuste de la historia. Si existe una producción previa y una historia de la presión del yacimiento, el modelo de simulación puede correrse para determinar que tan bien se puede “predecir” el pasado. No muy seguido un modelo de simulación en su estado inicial coincide con la historia. El procedimiento para acoplar la historia de producción se da un ajuste inicial asignando parámetros del yacimiento en para alcanzar un adecuado arreglo entre el simulador y la actual historia de producción. Los parámetros que se usan para realizar dicho ajuste por lo general incluyen especialmente la porosidad, permeabilidad y discontinuidades de flujo, así como también curvas de permeabilidades relativas vs. saturación. Gastos de inyección de agua en algunas ocasiones son utilizados como parámetros de ajuste.

El ingeniero de yacimientos ajusta el menor número de parámetros conocidos (o aquellos procedimientos a promediar sean relativamente desconocidos), dejando sin cambiar, la información que es más confiable. El ingeniero de yacimientos debe estar conciente que cualquier cambio debe de ser coherente con la información de ingeniería, así como las interpretaciones geológicas del yacimiento.

El ajuste de la historia de producción puede proveer un respaldo a la información geológica del modelo del yacimiento. Presiones, gastos, etc. están directamente relacionados con la interpretación del yacimiento, el ajuste de la historia puede ayudar a discernir información, (aunque con incertidumbre) no disponible por otros medios. Este paso tan importante continuamente se pierde en la simulación de yacimiento. Una sensibilidad de ajuste, es tener a los geólogos y geofísicos envueltos en la continuidad del ajuste de la historia, no sólo para asegurarse que ese acoplamiento ('history match') es consistente con el yacimiento conceptualizado, sino también para utilizar los resultados en el análisis sobre la arquitectura y continuidad del yacimiento.

Existe un mayor interés en interpretar las llamadas "simulaciones estocásticas o condicionales". Para interpretarlas se requieren una serie de corridas, cada una con el mismo ajuste de las propiedades del yacimiento, pero con variabilidad estocástica entre los pozos para que represente la mejor imagen geológica en sentido más de probabilidad que determinista. Un número de ejecuciones estocásticas de variabilidad entre pozos son modeladas, así dando un rango de posibles pronósticos, cada una concordando con la información conocida y las interpretaciones geológicas. Aunque las aproximaciones prometen obtener mucha más información geológica en la simulación del yacimiento, es también muy costosa haciendo que esta aplicación hasta la fecha sea limitada.

Una vez que la el ajuste de la historia de producción ha sido alcanzado, el modelo de simulación entonces ya puede ser utilizado para pronosticar futuros comportamientos. A pesar de la carga requerida para correr un simulador, este puede proporcionar una idea de cómo se debe producir óptimamente un yacimiento. La simulación puede ser utilizada para realizar análisis de sensibilidad en varios parámetros como espacio y localización entre los pozos, gastos de inyección entre otros, así como de igual manera para efectos de análisis económico. Si bien los simuladores rara vez ofrecen predicciones exactas, es ampliamente aceptado que una vez que la historia de producción se ajusta, los modelos reflejan una sensibilidad de los cambios del yacimiento en esquemas operativos. Esto probablemente es el mejor pronóstico que puede ser alcanzado por los estudios de simulación.

Otro resultado con mucho valor en la simulación es el conocimiento del yacimiento que se obtiene de la descripción detallada y descriptiva de la información que arroja el yacimiento. El proceso para desarrollar un buen estudio de simulación requiere que ingenieros petroleros, geólogos y geofísicos trabajen de manera integral, logrando una valiosa representación del

yacimiento. Los estudios de simulación requieren análisis a nivel de detalles, cosa que no sucede en otro tipo de estudios.

El aceite y el gas natural se encuentran dentro de la corteza de la Tierra acumulados generalmente en yacimientos con rocas sedimentarias que son partículas de roca transportadas por agua o el viento y que subsecuentemente se fueron depositando.

i) Modelado Geológico

Para tener viabilidad en un yacimiento petrolero debe haber:

- a) Una fuente de aceite y/o gas
- b) Roca porosa y permeable
- c) Una trampa donde exista interacción del movimiento de fluidos con la roca (sistema roca-fluidos)

La forma geométrica y la distribución de la porosidad y permeabilidad de la roca del yacimiento, se refiere a la arquitectura del yacimiento.

Algunos yacimientos contienen una red de fracturas que tienen un impacto en la interpretación del yacimiento. Yacimientos naturalmente fracturados causados por frágiles fallas son debidos a:

- Plegamiento
- Fallas
- Presión del fluido
- Liberación de la presión de sobrecarga (litoestática)
- Presión de solución
- Deshidratación
- Climatización
- Enfriamiento
- Impacto de los cráteres

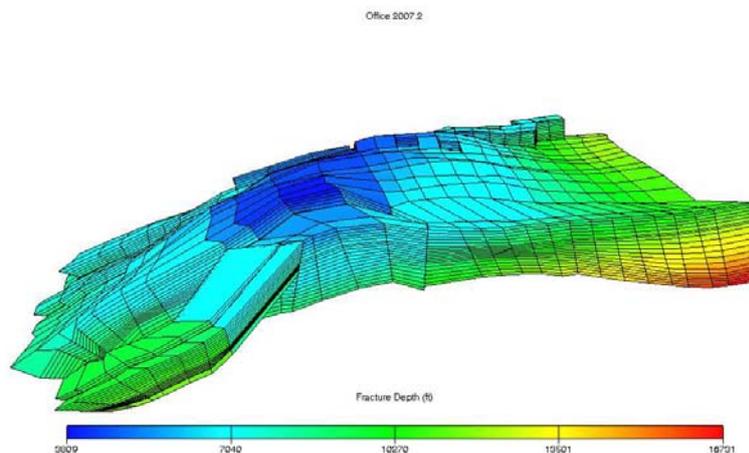


Fig. No. 9 Ejemplo de un Modelo Geológico

Los yacimientos naturalmente fracturados son modelados por lo general con una aproximación de doble porosidad para manejar sus propiedades. La roca matriz (entre las fracturas) presenta continuamente baja porosidad y muy bajas permeabilidades. El rango de fracturas de tamaño varía desde un cabello hasta pocos milímetros de apertura. Las fracturas que no han sido rellenadas por el cemento tienen muy altos valores de permeabilidad a pesar de estar o tener un espacio muy reducido; por lo general el sistema de fracturas contiene una pequeña porción del espacio poroso del yacimiento, así la matriz contiene más porosidad y almacenamiento, mientras que la fractura es la que rige la capacidad de flujo del yacimiento.

-Simulación del Yacimiento (Malla)

La geología del yacimiento se especifica en la simulación a través de las características del esquema de malla utilizado. Las mallas se refieren al proceso de dividir un volumen de yacimiento a simular en bloques (de la malla), cada uno potencialmente contiene distintas propiedades, así como variables dependientes del tiempo como la presión y la saturación.

Las bases de la realización de mallas con bloques se describen a continuación (no siempre limitada a esta):

- Representación adecuada de la estructura y la estratigrafía geológica así como los contactos de fluido iniciales.
- Representación adecuada de la heterogeneidad del yacimiento.
- Contar con un suficiente número de bloques de la malla para alcanzar soluciones matemáticas de las cuales destacan ecuaciones de transporte y balance de materia.
- Minimizar el número de bloques para disminuir los requerimientos de las computadoras a la hora de correr el simulador.
- Tener bloques donde la presión y la saturación (y tal vez composición y temperatura) sean necesarios.

Este es un paso crítico en el desarrollo de la simulación ya que previamente a través de la discretización es establecido el sistema de flujo. Es importante mencionar que a esta etapa de simulación el ingeniero petrolero debe de trabajar conjuntamente con el geólogo y el geofísico para tener una mejor idea de la caracterización estática del yacimiento.

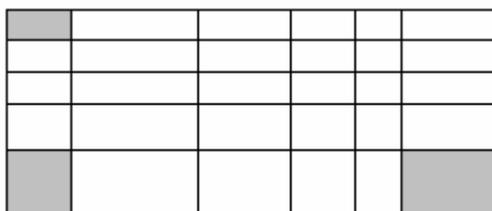


Fig. No. 10 Ejemplo representativo de bloques centrados en dimensión areal

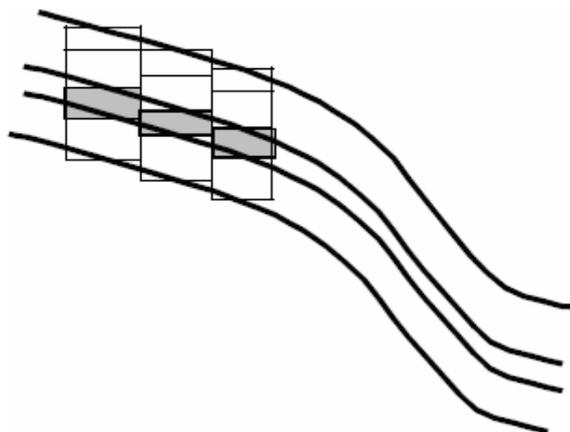


Fig. No. 11 Ejemplo representativo en bloques centrados en forma de corte seccional

-Modelado del acuífero

La primera dificultad para modelar acuíferos (entrada de agua) en los yacimientos, es por supuesto, la falta de información de las propiedades del agua. Con la nueva tecnología muchos ingenieros eligen modelar de manera explícita el acuífero, esto es, que se hace su malla y se estiman propiedades. A pesar de que este método es válido, hay muchas maneras de estimación más apropiados.

Otras alternativas de ajuste o de aproximación, para modelar el acuífero incluyen “adjuntar” esos acuíferos a bloques de malla previamente seleccionados; las características de los acuíferos agregados (adjuntados) pueden estar basadas en hacer la malla del acuífero actual con un esquema de malla 1D, o utilizando diferentes modelos analíticos de influencia atribuidos a Carter y Tracy (1960) o Fetkovich (1971).

ii) Parámetros iniciales (inicialización)

Debido a la profundidad, en todos los yacimientos de petróleo existen condiciones naturales de presión y temperatura que están a escalas mucho mayores que a condiciones de superficie. La presión original o natural (inicial) del yacimiento es debida al peso del agua que se encuentra en la parte superior del yacimiento que está saturando de sedimentos esa columna de agua cercana a la superficie de la tierra (presión hidrostática). En la mayoría de los yacimientos el gradiente de presión hidrostática se encuentra alrededor de 0.45 [psi/ft] referido a la profundidad del pozo.

En algunas formaciones la presión del yacimiento excede de manera significativa a la presión hidrostática, a estos yacimientos se les conoce como yacimientos geopresionados o con presiones anormales.

Hay un desacuerdo considerable por la presencia de presiones muy altas, pero se cree que se generan por diversas causas como (Poston & Berg):

- a) Presiones referidas a la tectónica
- b) Compactación
- c) Transformación de arcillas

- d) Presurización térmica
- e) Generación de aceite y gas

Un yacimiento al estar siendo producido, su presión comenzará a declinar con el tiempo, sin embargo, si el yacimiento tiene una fuerte entrada de agua o si se inicia un proyecto de inyección, la declinación de la presión será más lenta que con su energía natural.

La temperatura original del yacimiento (inicial) se debe a la conducción de calor de fuentes (cámaras de magma) dentro de la tierra. Las gráficas entre temperatura vs. profundidad son aproximadamente lineales, con el gradiente de presión que depende de la conductividad térmica de los sedimentos y la profundidad de la fuente de calor. Muchos gradientes de presión oscilan entre 1 y 2 [°F/100 ft] de la profundidad del yacimiento, a pesar de que es posible tener gradientes mayores. A diferencia de la presión, la temperatura no cambia con el tiempo debido a la alta capacidad de calor de la roca del yacimiento y la fuente constante de calor dentro de la tierra. Muchas técnicas de ingeniería (incluyendo la simulación) suponen que la temperatura permanece constante. La única excepción es en proyectos de recuperación mejorada que utilizan métodos térmicos donde se inyecta al yacimiento fluidos con altas temperaturas como el vapor.

La inicialización en el modelo de simulación se refiere al proceso de especificar las condiciones iniciales del yacimiento, por ejemplo, en simuladores de aceite negro se debe especificar la presión inicial del yacimiento, saturaciones de los fluidos y la relación de solubilidad; en simuladores composicionales se debe iniciar contando con la composición original, y en simuladores térmicos, se debe contar con la temperatura inicial (o capacidad calorífica).

Un método usado en todos los simuladores es que para el ingeniero se especifiquen variables iniciales directas en orden de bloque por bloque. A pesar de que este método es necesario y útil, las presiones y saturaciones no resultarán en su totalidad en condiciones de equilibrio. Muchos estudios de simulación, empiezan con la presión del yacimiento, la saturación y la composición establecida en largos períodos de tiempo.

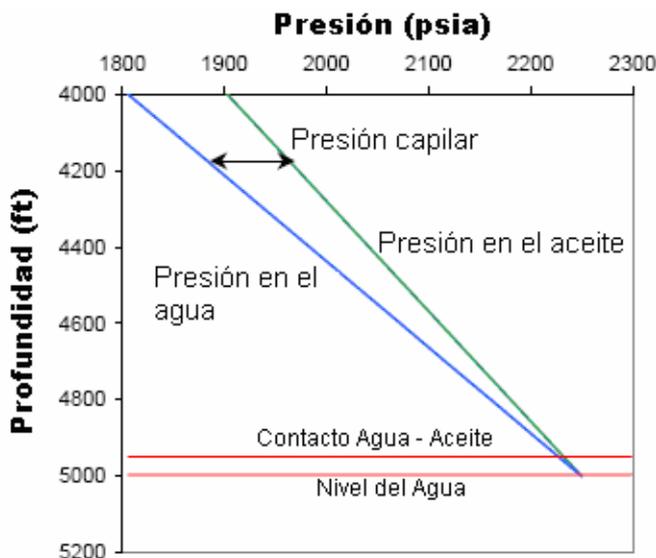


Fig. No. 12 Gráfica Profundidad vs. Presión en un sistema agua-aceite mostrando el desarrollo de la Presión Capilar

iii) Información operativa

Una vez que la simulación ha comenzado, la información operativa es necesaria para especificar como se pretende producir el yacimiento. En algunos simuladores la información operativa se incluye en lo que en algunas ocasiones se le llama información recurrente. El término recurrente se refiere al hecho de que esa información varía con el tiempo.

-Terminación de pozos.

En los simuladores la terminación de los pozos es modelada como una conexión entre el agujero de los pozos y bloques especificados. La conexión se expresa matemáticamente:

$$q_{\alpha} = T_w M_{\alpha} \left(p_{gb} - p_{wb} - \frac{\rho_{wb} g \Delta z_{wb}}{g_c} \right) \dots\dots\dots (17)$$

El gas producido de una terminación también incluye el gas disuelto producido con el aceite.

El factor T_{wb} , a veces nombrado como factor de conexión o índice de pozo, representa la transmisibilidad de flujo entre la presión de la formación y la presión de bloque, y es exactamente análogo a las transmisibilidades de bloque de malla.

A pesar de que el factor de conexión puede ser determinado en una manera en la que puede alcanzar resultados numéricos exactos, es expresado en parámetros de pozo:

$$T_w = \frac{2\pi k_B h}{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right) + S} \dots\dots\dots (18)$$

-Conexiones de Pozo como condiciones de frontera.

En algunas ocasiones, los estudios de simulación son conducidos a donde es más deseable especificar un gasto constante o presiones de frontera constantes en algún punto del

yacimiento. Muchos simuladores no tienen la capacidad de especificar dichas condiciones, ya que los límites del simulador serán siempre tratados como fronteras donde no hay flujo.

Una manera de resolver el problema es especificando que los pozos sean condiciones de frontera. Nótese que la ecuación para especificar las conexiones de los pozos es análoga a la ecuación de transmisibilidad entre pozos, así para detallar una condición de frontera se necesita:

- Posicionar un pozo en cada bloque donde no es deseada una condición de frontera estándar
- Calcular el valor apropiado de transmisibilidad entre el límite deseado de un bloque y el bloque centrado, y después usar ese valor como el factor de conexión de pozos.
- Especificar el pozo con gasto o presión constante dependiendo de la condición de frontera que se desea.

-Controladores de pozo.

Pozos individuales, incluso con múltiples conexiones, son operados en simuladores de acuerdo a diferentes criterios, estos incluyen:

- Gasto de producción del componente individual constante
- Gasto del líquido constante (aceite más agua)
- Presión de fondo constante
- Presión en la cabeza del pozo constante
- Gasto de vaciamiento del yacimiento constante

En un pozo, una de estas cantidades se selecciona como parámetro de control y el simulador intenta satisfacerlo, después la ecuación (17) es aplicada para cada fase para calcular el siguiente parámetro de control que ha sido señalado y para el caso específico del líquido total o el gasto de vaciamiento la ecuación (17) debe de ser calculada en todas sus fases relevantes; para el caso de la presión en la cabeza del pozo, es requerido un cálculo hidráulico de la formación, este cálculo es hecho a través de una tabla de aproximación o por correlaciones construidas en el simulador.

Los parámetros de control secundarios son manejados como límites superiores si son gastos y límites inferiores si son presiones en una producción de pozo. Y límites superiores si las presiones están en un pozo de inyección.

Si todos los parámetros secundarios son satisfactorios el pozo es producido a la condición descrita en el parámetro de control primario. Si la presión o un gasto es el parámetro de control primario, los gastos son calculados usando la ecuación (17) para ecuaciones diferenciales finitas. Si uno de los parámetros secundarios no es satisfactorio, el parámetro primario es alterado para que se logre alcanzar las condiciones de control.

Un ejemplo ilustrativo sería un pozo de un yacimiento que se está agotando produce a una presión constante (restricción primaria) pero con un mínimo abatimiento específico de la

presión de fondo (restricción secundaria). Esto corresponde a un pozo de producción primaria en donde su primera limitación en el gasto fue debida al manejo del equipo en la superficie o referente a los costos de contrato. En este caso el pozo va producir a un gasto específico hasta la presión de fondo calculada, de acuerdo a la ecuación (17), y será más abajo del valor esperado; después de que se da esto, ahora el pozo producirá a con una declinación en su gasto pero con la presión de fondo constante.

Durante el ajuste de la historia de producción, la mayoría de los pozos son producidos especificando un gasto de aceite como variable de control, esto porque la producción de aceite es conocida y esta especificación asegura la cantidad correcta de la producción total de aceite. Así durante la etapa del ajuste de la historia de producción, las cantidades de producción de líquido y gas (relaciones gas-aceite y agua-aceite) así como las presiones de flujo son determinadas del cálculo de las saturaciones y la historia de presión.

A pesar de que el cálculo de las presiones no es tan importante durante la etapa de ajuste de la historia de producción, toman importancia durante la etapa de pronósticos; ahora el ingeniero de simulación durante la etapa del ajuste de historia compara las presiones de fondo y presiones en la cabeza del pozo reales con las calculadas para asegurarse que los valores sean consistentes para la siguiente etapa, que sería la etapa de pronósticos.

A causa de los métodos por los que son producidos los pozos, los controladores de tales son particularmente importantes en la etapa de pronósticos en la simulación de yacimientos, y deben reflejar con precisión operaciones anticipadas de producción. Otros rasgos utilizados en controladores de pozo incluyen lo siguiente:

- En términos de un rango de relaciones máximas o mínimas de gas-aceite o agua-aceite, los límites económicos exigen el cierre de pozos.
- Factores de eficiencia que se describen para un tiempo del pozo.
- Controladores delimitando un grupo de pozos en instalaciones comunes de producción.
- Composición de gas inyectado.
- Resoluciones en las ventas de gas
- Controladores que especifiquen condiciones particulares para los disparos en las terminaciones.
- Controladores referentes a sistemas artificiales, detallando (mínima presión de fondo o gasto) cuando el sistema artificial debe de ser instalado.

Actualmente se está dando un incremento en relación a modelos de simulación con análisis nodal y otros métodos para adecuar el manejo de flujo de fluidos a través de instalaciones superficiales, así como también el diseño de separadores.

iv) Modelo de simulación

El obtener una interpretación exitosa en el proceso de simulación es muy complicado y lleva mucho tiempo, por ello cada estudio debe ser planeado y manejado con mucho cuidado ya que

al no contar con la suficiente precaución se puede consumir mucho tiempo y los resultados generados pueden llegar a convertirse en inservibles.

Para poder minimizar recursos y maximizar resultados, el ingeniero de yacimientos para la simulación debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Delimitar con mucha claridad los objetivos y metas del estudio.
- Interpretar apropiadamente el análisis analítico para la evaluación de resultados.
- Seleccionar el o los tipos de modelo para las corridas.
- Recoger, analizar y/o estimar toda la información necesaria.
- Cuidado y análisis en los datos de entrada para que los resultados sean consistentes y los correctos.
- Caracterizar (de ser necesario) la corrida del ajuste de la historia de producción.
- Completar la simulación realizando pronósticos apropiados del yacimiento.

- Objetivos y metas del estudio.

La simulación de yacimiento debe de ser considerada como uno de los tanto posibles métodos para el análisis y la pronosticación del comportamiento del yacimiento, y como la simulación por lo general consume más tiempo que otros métodos, se deben tener los cuidados y previsiones necesarias para que la simulación pueda tener una justificación.

Es muy importante delimitar las metas y los objetivos de la simulación antes de iniciarlo. El tiempo que estará asignado a la recolección de la información e incluso el tipo de modelo a utilizar, se debe hacer teniendo los objetivos claros y precisos. Algunos objetivos de la simulación incluidos, pero no limitados, son:

Interpretar un pronóstico completo del yacimiento del gasto vs. tiempo.

- Comparar diferentes escenarios a futuro para el campo. Estos escenarios pueden contener, posición de los pozos, proyectos de recuperación mejorada como la inyección de agua o gas, etc.
- Inferir propiedades de los yacimientos, por ejemplo a través del ajuste de historia, cosas como la transmisibilidad entre fallas o las propiedades del acuífero pueden a veces ser inferidas. La simulación puede ser utilizada de igual manera para analizar pruebas de presión.
- Optimizar parámetros operacionales como el gasto de producción para minimizar la conificación de agua o gas.
- Evaluar la incertidumbre en la descripción del yacimiento y/o pronósticos de producción.

-Tipos de estudio.

Diversos modelos son utilizados en la simulación, estos van desde modelos completos de campo para modelar la producción de un yacimiento a modelos simples para simular efectos de la formación cerca de los pozos.

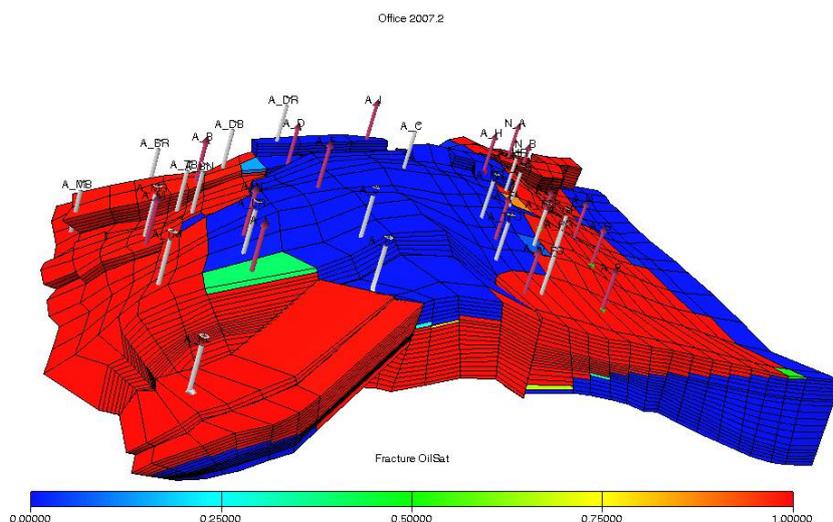


Fig. No. 13 Ejemplo de un Modelo de Simulación

- ❖ Modelos simples o particulares. Estos modelos se basan en cubrir el volumen de drenaje de los pozos, utilizando una geometría de malla ya sea radial o cartesiana. Estos modelos se ocupan-de:
 - Estudios por conificación; se requieren cálculos detallados de flujo en la vecindad del pozo para predecir el comienzo de la conificación y los gastos críticos de producción.
 - Pozos con fracturamiento hidráulico; este efecto, particularmente con conductividad finita de las fracturas, se simula con un modelo simple.
 - Interpretación de pruebas de presión; cuando las pruebas muestran un comportamiento complejo, tal como la estratificación del yacimiento o las heterogeneidades geológicas los simuladores con modelos simples pueden ayudar a explicar el comportamiento observado. Dado que en los simuladores de modelos simples las fronteras son límites en donde no hay flujo, se debe tener cuidado para asegurar que los resultados al ser comparados con la interpretación actual, la respuesta del pozo es predominante debido a la variación de efectos dentro de los límites del pozo. Algunos autores han reportado éxito de mantener las presiones en los límites constantes en un modelo simple utilizando pozos “fantasmas” como condiciones de frontera.
- ❖ Modelos Tipo. Estos modelos son útiles de cierta manera para conocer más del yacimiento sin llegar a simulaciones de campo completo. Los modelos tipo comúnmente utilizados envuelven:
 - Modelos 2D (areales). Cubren una larga porción (o todo) del yacimiento, pero con solo un estrato en sentido vertical. Se usan para tener una idea en las variaciones de la interpretación del yacimiento que varían primordialmente en la dimensión areal como el movimiento del contacto agua-aceite con respecto al tiempo.
- ❖ Modelos 2D (corte seccional). Estos modelos cubren toda la extensión en la dirección vertical mediante un “corte” que se le hace a todo el yacimiento. Con solo una celda en una de las dimensiones areales, se puede incorporar mallas muy finas en la dirección

vertical; dichos modelos se utilizan para investigar el comportamiento relacionado a los largos cambios de las propiedades petrofísicas en el sentido vertical.

- ❖ Modelos Inyección. Estos modelos cubren uno o unos cuantos patrones de inyección. Las consideraciones simétricas pueden utilizarse como apoyo para localizar de manera aproximada las fronteras, esto quiere decir que el modelo puede tener una buena representación del volumen que se está estudiando.

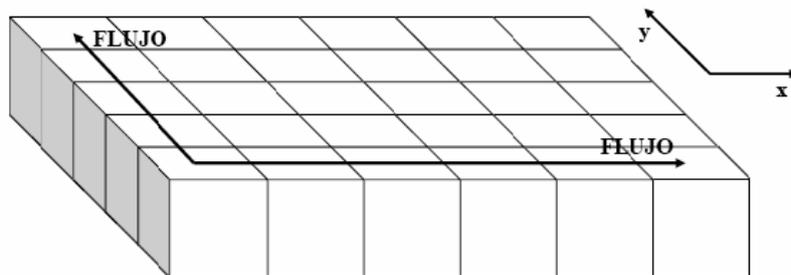


Fig. No. 14 Ejemplo de un modelo 2D(Areal)

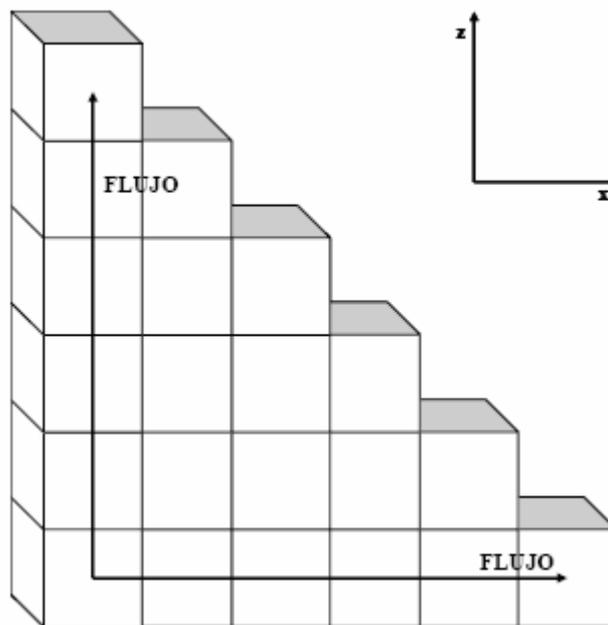


Fig. No. 15 Ejemplo de un modelo 2D (corte seccional)

El valor que tienen los modelos tipo es que pueden ser diseñados para estudiar áreas seleccionadas con gran detalle, esto permite una mejor resolución que también se da con los modelos completos de campo. Una buena aproximación a la simulación de yacimientos es utilizar modelos apropiados que respondan a las preguntas que surjan durante su estudio. Aquí se ofrece una lista de posibles maneras de utilizar los modelos tipo:

- Modelos 2D areales y verticales pueden ser utilizados para determinar que efectos son más relevantes en un estudio de campo completo, así se permite a los ingenieros excluir otros efectos. Alternativamente, se pueden usar para desarrollar valores efectivos de las propiedades petrofísicas que pueden ser incorporadas al modelado basado de un campo completo.

- Los resultados de los modelos tipo de inyección para desarrollar la producción de un campo reproduciendo la respuesta de un modelo (o varios) simple representativo basado en el número de patrones que se van a desarrollar en el campo.
- Los estudios de optimización son en algunas situaciones mejor conducidas a diferencia de los modelos de campo completo. Por ejemplo, condiciones de inyección óptima pueden diferir fácilmente de los modelos tipo de inyección, y métodos para reducir los efectos de la gravedad son probablemente mejor descritos en modelos de corte seccional.

El uso creativo de los modelos tipo para la simulación puede proveer diversos caminos para generar resultados valiosos, con una reducción en el consumo de recursos computacionales y tiempo, así como mano de obra, siempre y cuando se tenga el cuidado para asegurar la aplicación de los apropiados caminos.

-Recolección y análisis de la Información.

Este punto es sumamente importante en la simulación, ya que mucha información de los yacimientos es limitada y algunas veces con poca confiabilidad, es por ello que se deben tomar consideraciones por cualquiera que sea la información disponible.

Los modelos de simulación requieren mucha información que en la mayoría de las veces no está disponible, de esa manera mucha información se tiene que estimar o inferir de cierta manera, sin embargo se debe tener cuidado para manejar correlaciones, técnicas geoestadísticas, etc. ayudan a reducir la incertidumbre en la estimación de la información aunque a pesar de esto, la incertidumbre en su gran mayoría está presente.

No toda la información estimada tiene efecto sobre los resultados de la simulación, consecuentemente se debe hacer un pequeño esfuerzo para asegurar dicha información. Cualquier técnica de estimación buena, por lo general podrá ser aplicada, sin embargo cuando la información desconocida tiene mucho efecto sobre los resultados de la simulación, el ingeniero debe tomar esto en cuenta para una mejora en la estimación. Algunas veces los ajustes de la historia de producción pueden reducir la incertidumbre limitando los rangos que permitirán al modelo de simulación predecir de manera adecuada la interpretación de producción pasada.

Si el ajuste de la historia no logra reducir la incertidumbre, es importante realizar diversos análisis de sensibilidad en los resultados finales del estudio para evaluar la incertidumbre en los datos arrojados por la simulación.

Un resultado extremadamente valioso en la simulación es el conocimiento del yacimiento que proviene de información detallada e interpretación de la respuesta del mismo. El proceso para desarrollar un buen estudio de simulación requiere que ingenieros y geocientíficos para

intercambiar puntos de vista. Este proceso puede dar una idea del yacimiento que de otra manera raramente se logra; los estudios de simulación requieren análisis detallados que no se hacen en otro tipo de estudios.

-Ajuste de la historia.

Para tener confianza en las predicciones que se hacen con los estudios de simulación, es muy útil y práctico realizar un ajuste de la historia. Si se tiene un registro (historia) de la producción o de la presión del yacimiento, el modelo de simulación puede ser puesto a prueba para determinar lo bien que se puede “predecir” el pasado, pero pocas veces el modelo inicialmente coincide con la historia y por ello se realizan los ajustes para los parámetros del yacimiento, todo esto para que se logre adecuar el ajuste entre el modelo de simulación y los datos de producción o presión reales del yacimiento. Los parámetros que se utilizan comúnmente para efectuar el ajuste son, los de tipo “entre pozos” (porosidad, permeabilidad y discontinuidades de flujo) y las curvas de permeabilidad vs. saturación. Algunas veces también son utilizadas las características del agua para el ajuste (invasión o inyección).

En esencia el ingeniero de yacimientos ajusta la menor cantidad de parámetros dejando relativamente sin cambio la información que tiene más confiabilidad, también el mismo debe asegurarse de que cualquier cambio sea consistente con los datos a nivel de ingeniería y geología, así como también las interpretaciones geológicas del yacimiento.

El ajuste de la historia puede proveer una mejor manera de retroalimentar información al modelo geológico del yacimiento, ya que las presiones, los gastos, etc., están directamente relacionados a los resultados, esta información se puede utilizar para discernir información que no se encuentra disponible por otros medios; esta parte del estudio de simulación en algunas ocasiones no se hace. Se puede recomendar tener a los geocientíficos involucrados continuamente en el estudio no solo para tener la certeza de que se tiene el ajuste de historia correcto, sino también para utilizar los resultados de dicho estudio para corroborar sus puntos de vista durante la preparación y desarrollo de la simulación.

Hay tres detalles importantes en el ajuste de la historia: a) qué información se debe de considerar en el ajuste, b) qué datos se deben de alterar para alcanzar o lograr el ajuste, y c) cuándo el ajuste es lo suficientemente bueno.

Los parámetros característicos en el ajuste incluyen: a) historia de presiones (generalmente es el promedio de las presiones), b) movimiento en el contacto de fluido y c) historia de la relación gas-aceite y agua-aceite en los pozos especialmente considerando su avance en el tiempo, en general cualquier información disponible debe de ser considerada para realizar un ajuste. Los datos con poca relevancia (como cantidades pequeñas referidas a la producción de agua en la etapa de recuperación primaria) se ignoran. La confiabilidad de la disponibilidad de datos de presión y producción debe tomarse muy en cuenta en el estudio de simulación

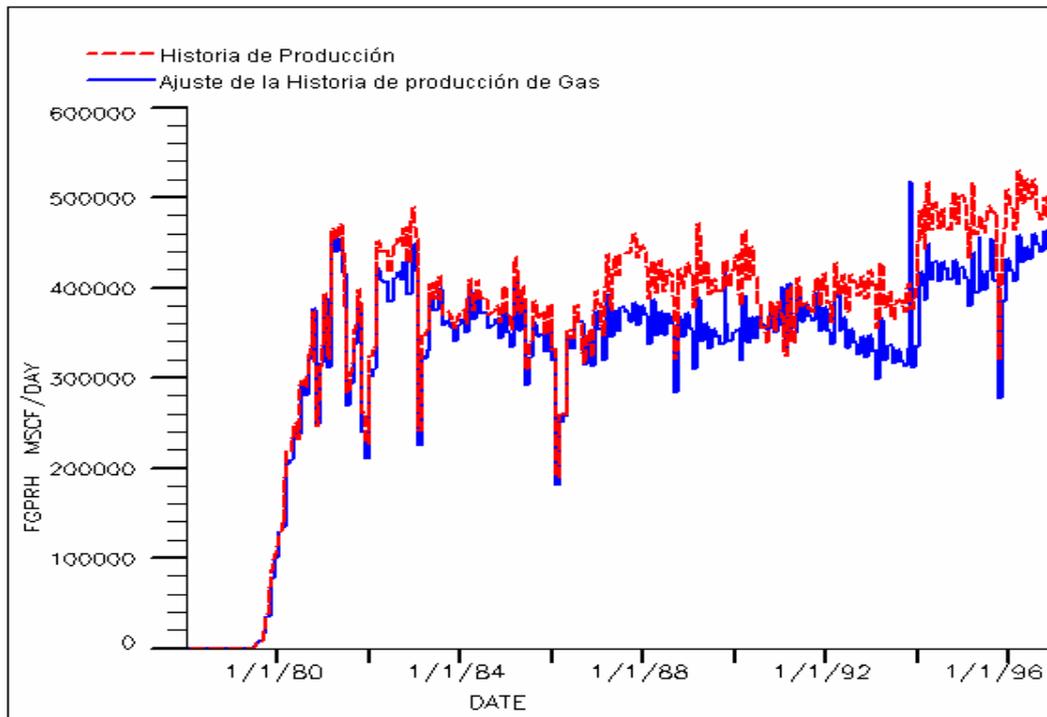


Fig. No. 16 Ejemplo de un ajuste de historia

En el ajuste frecuentemente se empieza con una respuesta general y gradualmente se va moviendo para dicho ajuste con datos mejor detallados. Por ejemplo, para el ajuste de historia de presiones, se inicia ajustando en su totalidad un promedio de presiones, esto asegurará que el tamaño del yacimiento, mecanismos de empuje y propiedades PVT son las apropiadas. Cálculos convencionales para balance de materia son de mucha utilidad durante esta fase del ajuste.

El siguiente paso es empezar a buscar un área local o tal vez diferencia de presiones en el pozo (cerrado), este paso requiere que se cambien propiedades locales. Inclusive es muy obvio el efecto que tiene en la interpretación del yacimiento las porosidades y las permeabilidades, cuando se colocan en el simulador, los cambios provoquen efectos que no se esperaban debido a la interferencia en la vecindad del pozo. Esto es parte del problema con un ajuste de historia finalizado con éxito.

La dificultad de qué dato se debe de cambiar se basa en detalles como: a) consideraciones geológicas, b) la última información conocida, c) mecanismos de empuje del yacimiento, y d) datos que afecten parámetros que ya han sido ajustados. La clasificación de esta información debe de estar basada en consideraciones de la ingeniería de yacimientos. La magnitud de los cambios en la información puede ser pronosticada en base a los principios de la ingeniería de yacimientos.

La cuestión a la que se enfrentan ingenieros de simulación es, cuándo un ajuste es finalizado. Mattax y Dalton (1990) indican que los ajustes de historia están completos cuando los recursos

de un proyecto (tiempo y dinero) se agotan, su punto es que no hay algún ajuste que alcance el 100% de exactitud, sin embargo esto no es un problema si el ajuste se aproxima lo suficiente. Pero muchas veces a pesar del ajuste de toda la producción no se considera razonable la información.

Es conveniente tener un criterio para tomar la decisión de cuando terminar el ajuste de historia, esta de decisión debe de estar basada en las metas del proyecto, los recursos disponibles y el valor económico de tener un ajuste cercano. Desafortunadamente no hay una guía de pasos para tomar este tipo de decisiones.

A través de los años ha habido un interés considerable para hacer ajuste de historia de manera automática, si bien ha habido algunos argumentos exitosos en la literatura, hasta la fecha no hay técnicas disponibles para hacer un ajuste de manera automática. Aunque se logren avances en la computación para poder hacer que un ajuste se realice de manera automática con mayor precisión en un futuro, no es, hasta ahora, una técnica que tenga mucho valor general.

- Pronósticos.

Una vez alcanzado el ajuste de la historia, se tiene ya un nivel de certidumbre en el modelo de simulación, y ya se puede utilizar para realizar un pronóstico del comportamiento a futuro. Los simuladores pueden predecir los gastos de producción bajo diversos esquemas de operación (espaciamento de pozos), o para investigar esquemas de recuperación secundaria. Esencialmente el modelo se puede utilizar para experimentar con una variedad de aproximaciones de explotación sin tomar en cuenta la experimentación actual del yacimiento (real).

1. Modelado Estocástico. Existe mucho interés en la simulación llamada estocástica o condicional; para llevar a cabo dichas simulaciones se requieren múltiples corridas cada una con el mismo arreglo de las propiedades del yacimiento en los pozos, pero con variabilidad estocástica entre los pozos que represente de la mejor manera la geología en un sentido probabilística en vez de determinista. Un número de realizaciones estocásticas es modelado por la variabilidad entre pozos. Si bien se sabe que estas aproximaciones prometen encapsular mucha mayor información geológica en la simulación, es también muy costoso, haciendo que esta aplicación a este momento algunas veces muy limitada.
2. Optimización. A pesar del costo requerido para correr modelos de simulación, pueden ofrecer una valiosa idea de cómo sería más prudente producir el yacimiento. Estos modelos pueden ser utilizados para investigar sensibilidad a tales cosas como la locación del espaciamento de pozos, gastos de inyección y otros importantes procesos y parámetros económicos. Aunque los simuladores de yacimientos pocas veces reproducen predicciones con alto grado de precisión a futuro, es aceptable que una vez logrado el ajuste de la historia, los modelos probablemente con mejor precisión reflejan

relativa sensibilidad del yacimiento a cambios en esquemas operativos. Esto es probablemente el más valioso pronóstico que se puede conseguir en los estudios de simulación. Una aproximación que se utiliza actualmente para la optimización, es utilizar los resultados arrojados por el simulador para desarrollar un simple y más fácil método que puede ser empleado para hacer cálculos de optimización. Dos métodos que están bajo investigación incluyen cálculos de los resultados en superficie (un tipo de curva ajustada), y redes neuronales. Ambas aproximaciones han demostrado contar con la suficiente confiabilidad en ciertas circunstancias.

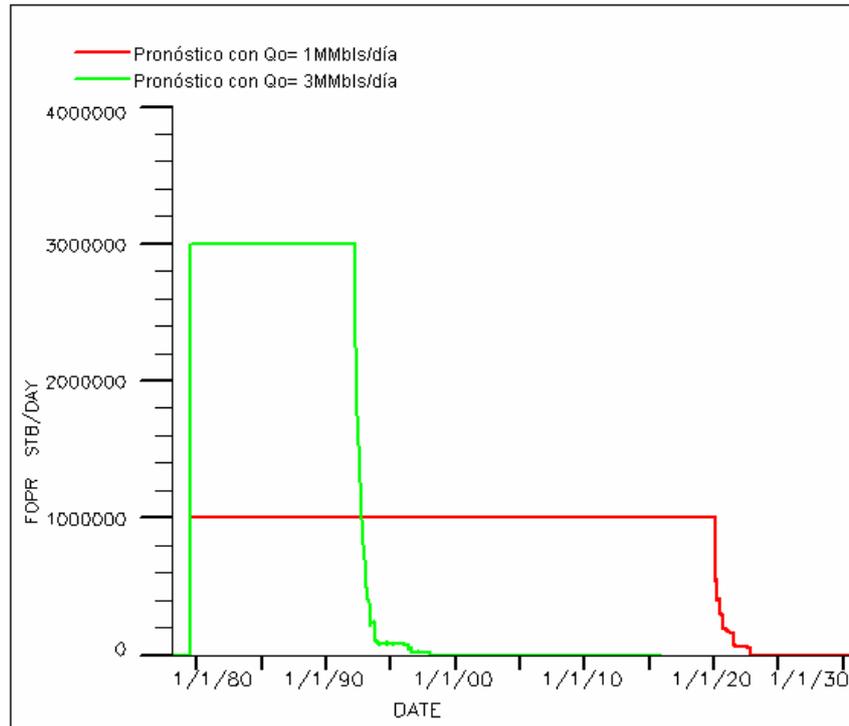


Fig. No. 17 Ejemplo de pronóstico de producción a un cierto tiempo

III. MODELOS ANALÍTICOS

III.1 Antecedentes

Un método utilizado en ingeniería de yacimientos para analizar la declinación de la producción y para realizar pronósticos de producción por pozo es mediante las llamadas “curvas de declinación”, que consiste en analizar la producción histórica por medio de una función matemática que indica la declinación de la producción (descenso o declive). El empleo de estas curvas supone que no existen en las condiciones de operación tales que afecten la productividad del yacimiento

$$q(t) = \frac{q}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \dots\dots\dots (19)$$

para flujo semiestacionario se tienen los siguientes tipos de declinación:

- Hiperbólica (0 < b < 1)
- Armónica (b = 1)
- Exponencial (b = 0)

Las funciones de declinación definidas por ARPS* se muestran a continuación en una gráfica de gasto (Q) vs. Tiempo (T), en donde se observa que la declinación de tipo armónica es la más optimista.

Para definir la función de declinación exponencial se considera el siguiente modelo físico del yacimiento:

- Flujo en una sola fase
- El fluido es ligeramente compresible
- Yacimiento cerrado
- Presión constaten en el pozo
- Flujo en estado semi-estacionario (aproximación a tiempos largos)

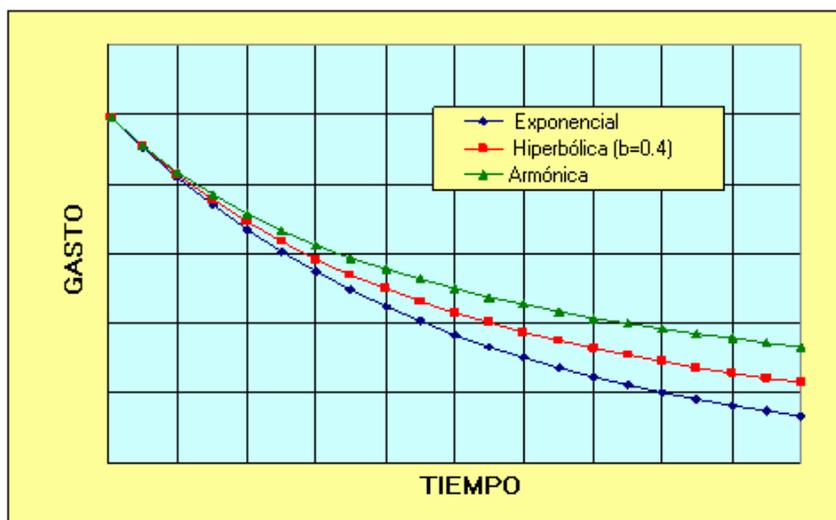


Fig. No. 1 Funciones de declinación ARPS, Q vs T

Entonces, la declinación exponencial queda definida por la siguiente ecuación:

$$q = q_i e^{-dt} \dots\dots\dots (20)$$

En donde:

$$q_i = \frac{2 \pi k h (p_i - p_w)}{\mu B [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S]} \dots\dots\dots (21)$$

y

$$d = \frac{2k}{\phi \mu c B r_e^2 [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S]} \dots\dots\dots (22)$$

Como se observa en las ecuaciones anteriores, el gasto inicial (q_i) y la constante de declinación (d) están en función de las propiedades físicas particulares de cada yacimiento. Si se graficara el logaritmo natural del gasto contra el tiempo, $\ln(q)$ vs. T , se obtendría una línea de recta de pendiente d y ordenada al origen q_i .

Otra opción para obtener el perfil de producción de un yacimiento, empleando declinación exponencial, es integrando dicha ecuación y utilizar la producción acumulada en vez del gasto; por lo que considerando el caso de un yacimiento de aceite, se tendría una producción acumulada (N_p) a un tiempo t , como sigue:

$$N_p = (q_{oi} - q_o) / d \dots\dots\dots (23)$$

Despejando q_o :

$$q_o = q_{oi} - N_p (d) \dots\dots\dots (24)$$

Cuando q_o tiende a cero:

$$ROA = q_{oi} / d \dots\dots\dots (25)$$

Por lo tanto:

$$q_o = (RRA) d \dots\dots\dots (26)$$

Las funciones de declinación definidas por ARPS, se muestran en la gráfica siguiente de gasto vs. producción acumulada, en donde se observa también que la declinación de tipo armónica es la más optimista.

Para el caso de la declinación de tipo exponencial, la ventaja de graficar el gasto en contra de la producción acumulada para determinar la declinación, es la definición de una línea recta, en donde la intersección de esta recta con las abscisas ($q = 0$) es el valor de la reserva original y el valor de la pendiente de esta recta es el factor de declinación (d).

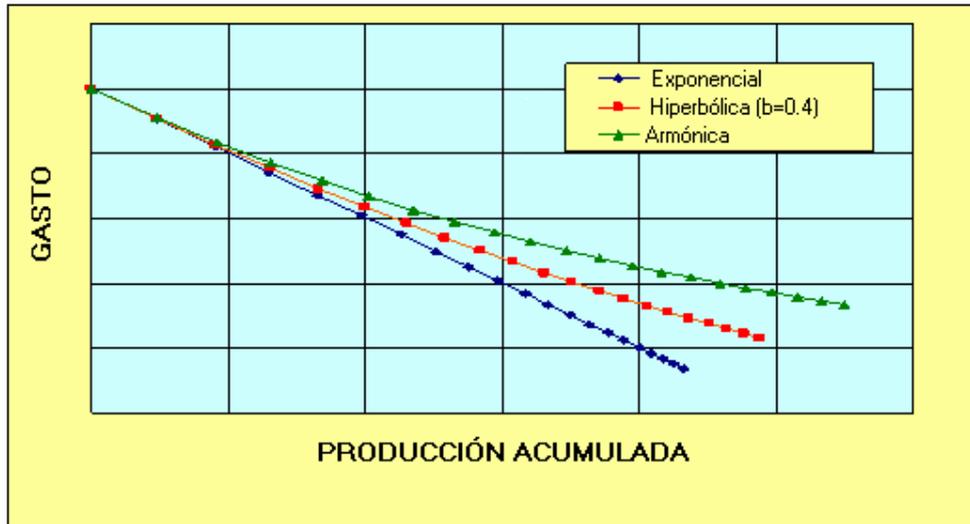


Fig. No. 2 Funciones de declinación Arps, Q vs. Np

III.2 Ejemplos de Aplicación.

MODELOS ANALÍTICOS.

Para estos modelos se pretende tener como objetivo: la aplicación de práctica probabilística para estimar reservas utilizando datos de declinación presión-producción.

Basados en modelos analíticos de balance de materia-flujo pseudo-estacionario, considerando mecanismos de producción, interferencia entre pozos, tiempo de balance de materia y gasto promedio declinando exponencialmente.

Métodos de estimación de reservas (proceso continuo):

- 1) Campos Análogos
- 2) Volumétricos
- 3) **Balance de Materia**
- 4) **Análisis de Curvas de Declinación**
- 5) Simulación

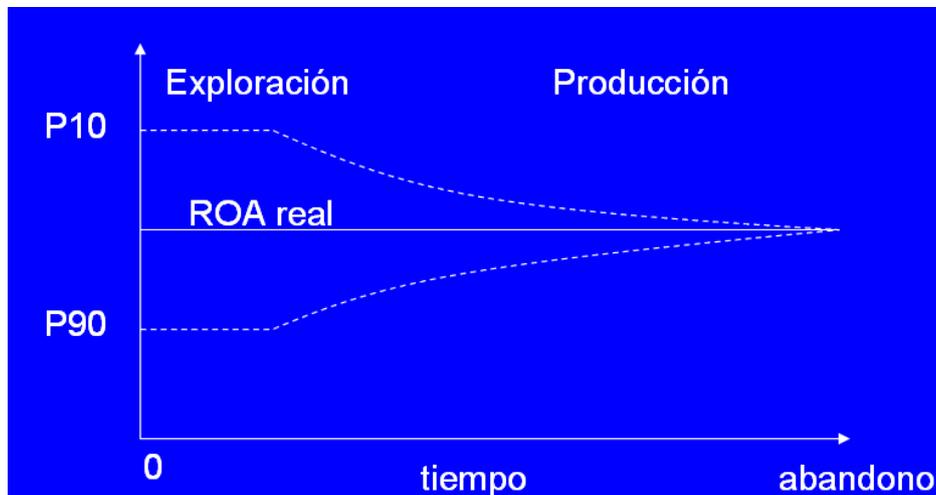


Fig. No. 3 Proceso continuo

Como ejemplo de aplicación se tiene un Campo A con las siguientes condiciones:

Tabla 1 Análisis de Curvas de declinación. Condiciones del Campo A (estimaciones y valores supuestos)

Volumen Original	29500 MMbbls
Relación ϕ_f / ϕ_T (Parámetro Crítico)	38%
Información en base a Probabilística (rangos variables aceptables)	
Aceite en Fracturas	45%
Aporte de Fracturas	94%
FRA Matriz	5.10%
Estimaciones	
Aceite en Fracturas	13275 MMbbls
Aceite en Matriz	16225 MMbbls
ROA Fracturas	12964 MMbbls
ROA Matriz	827 MMbbls
ROA Total	13791 MMbbls
FRA Fracturas	97.66%
FRA Total	46.75%

III.2.a Ecuación de Balance de materia modelo de doble porosidad.

Estimación dinámica del volumen original de aceite en matriz y fracturas, acuífero asociado, gas no asociado y aceite móvil.

$$P_y(t) = P_i - N_p(t) \frac{1}{M} \dots\dots\dots (27)$$

Donde:

$$M = \frac{NB_{oi}C_o}{B_o} + \frac{NB_{oi}C_e}{B_o} + \frac{(W_e - W_p)B_w}{B_o(P_i - P_y)} + \frac{GnaB_g}{B_o(P_i - P_y)}$$

$$Gna = NRs_i - (N - N_p)Rs - N_pR_p$$

$$C_e = \frac{C_wS_{wi} + [(1 - \phi_f)C_{fm} + (\phi_f C_f)]}{(1 - S_{wi})}$$

$$\frac{\partial P_y}{\partial N_p} = -\frac{1}{M}$$

Derivando la ecuación (27) con respecto a N_p :

La EBM es válida para flujo pseudo-estacionario (gasto constante):

$$\frac{\partial P_y}{\partial N_p} = -\frac{1}{M} = \text{Constante}$$

Por lo tanto al graficar P_y vs. N_p obtendremos diferentes pendientes en función de los mecanismos de producción. Al extrapolar las tendencias de las líneas rectas para $P_y = 0$, obtenemos el aceite móvil bajo este mecanismo.

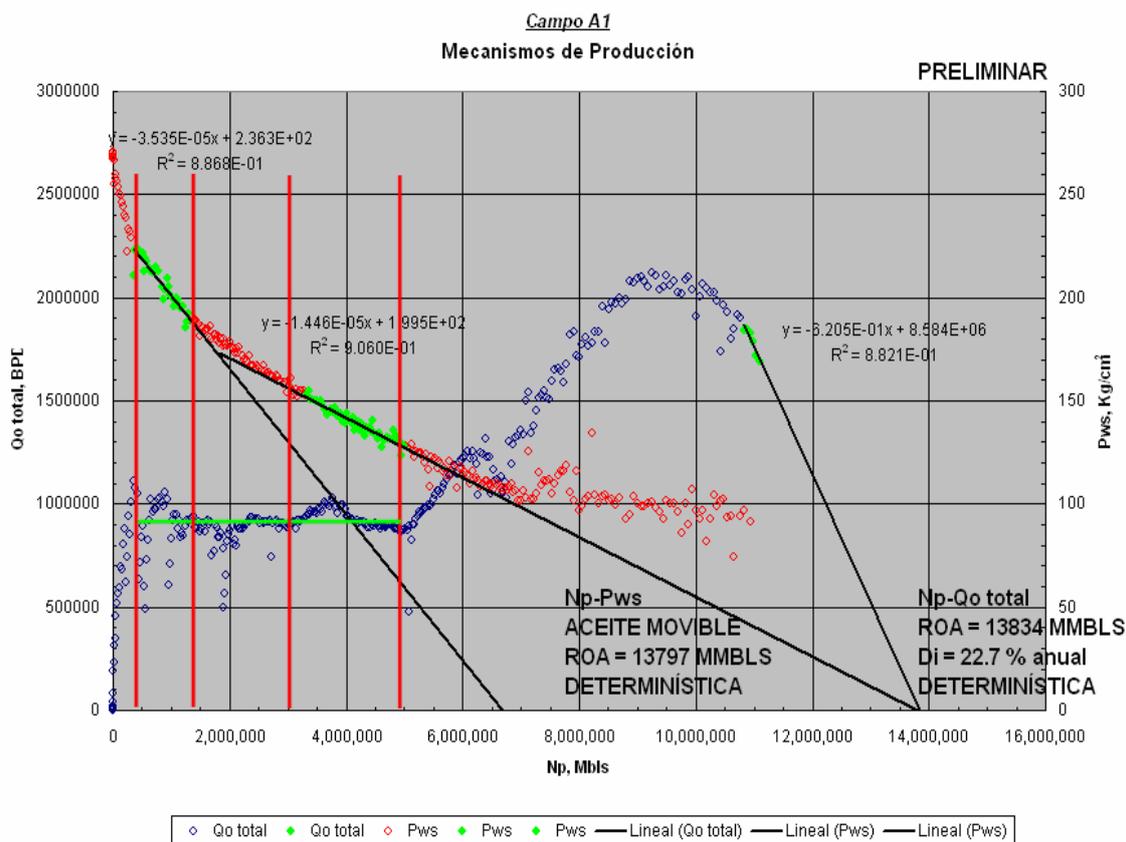


Fig. No. 45 $Q_o = \text{constante}$, $\frac{\partial P_y}{\partial N_p} = \text{constante}$. Ecuación de Balance de Materia. Modelo doble porosidad

Se observa entonces que en la gráfica de P_{ws} vs. N_p cuando se tiene flujo pseudo-estacionario (esto es a un gasto constante) se puede trazar una línea con pendiente $1/M$, que puede ofrecer dada la ecuación (27), al hacer que la presión del yacimiento tienda a cero [$P_y(t) \rightarrow 0$], la Reserva Original de Aceite (ROA).

En la Fig. 22, se aprecia como va declinando la presión con respecto a la producción acumulada, se nota que al principio se comporta como flujo transitorio en el que sólo está actuando un mecanismo de empuje que sería la expansión de la roca y fluidos. Conforme se va abatiendo la presión, en la zona en la que se tiene aproximadamente un gasto constante (indicando que existe flujo pseudo-estacionario) se encuentran actuando todos los mecanismos

de empuje, la expansión de la roca y fluidos, casquete de gas, y el empuje por entrada de agua.

III.2.b Ecuación de flujo pseudo-estacionario modelo de doble porosidad.

Estimación del gasto de aceite.

$$P_y = P_{wf} + Q_o b_{pss} \dots\dots\dots (28)$$

Donde:

$$b_{pss} = \frac{141.2 B_o \mu_o}{k_e h} \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + S \right)$$

$$k_e = (1 - \phi_f) k_m + \phi_f k_f$$

$$N_p = \int_0^t Q_o(t) dt$$

III.2.c Ecuación de declinación exponencial modelo doble porosidad

Gasto total

$$P_y = P_i - N_p \frac{1}{M}$$

$$P_y = P_{wf} + Q_o b_{pss} \dots\dots\dots (29) \text{ y } (30)$$

Derivando las ecuaciones (29) y (30) con respecto al tiempo

$$\frac{\partial P_y}{\partial t} = -\frac{1}{M} Q_o \dots\dots\dots (31)$$

$$\frac{\partial P_y}{\partial t} = b_{pss} \frac{\partial Q_o}{\partial t} \dots\dots\dots (32)$$

Considerando la P_{wf} constante. Ahora igualando las ecuaciones (31) y (32)

$$b_{pss} \frac{\partial Q_o}{\partial t} = -\frac{1}{M} Q_o \dots\dots\dots (33)$$

Reordenando la ecuación (33):

$$\frac{1}{Q_o} \partial Q_o = -D_i \partial t \dots\dots\dots (34)$$

Donde

$$D_i = \frac{1}{b_{pss} M}$$

Integrando la ecuación (34):

$$\int_{Q_{oi}}^{Q_o} \frac{1}{Q_o} \partial Q_o = -D_i \int_0^t \partial t$$

$$\ln \left(\frac{Q_o}{Q_{oi}} \right) = -D_i t \dots\dots\dots (35)$$

Entonces se obtiene la ecuación exponencial de doble porosidad:

$$Q_o = Q_{oi} e^{-D_i t} \dots\dots\dots (36)$$

Integrando la ecuación (36):

$$\int_0^t Q_o(t) \partial t = \int_0^t Q_{oi} e^{-D_i t} \partial t$$

$$N_p = \frac{Q_{oi} - Q_o}{D_i} \dots\dots\dots (37)$$

Reordenando la ecuación (37):

$$Q_o = Q_{oi} - N_p D_i \dots\dots\dots (38)$$

Derivando la ecuación (38) con respecto a N_p :

$$\frac{\partial Q_o}{\partial N_p} = -D_i$$

La ecuación de declinación exponencial (38) es válida para flujo pseudo-estacionario (presión constante)

$$\frac{\partial Q_o}{\partial N_p} = -D_i = \text{Constante}$$

Por lo tanto, al graficar Q_o vs. N_p obtendremos diferentes pendientes en función de los mecanismos de producción. Al extrapolar las tendencias de las líneas rectas para $Q_o = 0$, obtenemos la Reserva Original de Aceite bajo este mecanismo.

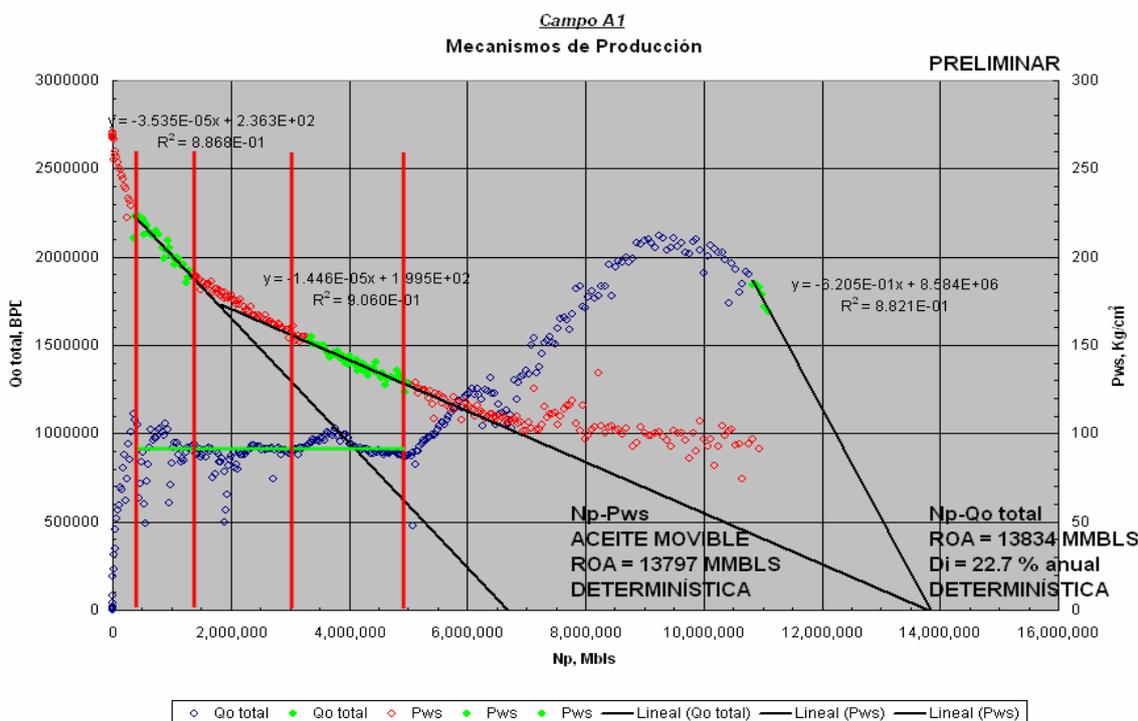


Fig. No. 5 $P_y = \text{constante}$, $dQ_{ot}/dN_p = \text{constante}$. Ecuación de Declinación Exponencial. Modelo doble Porosidad

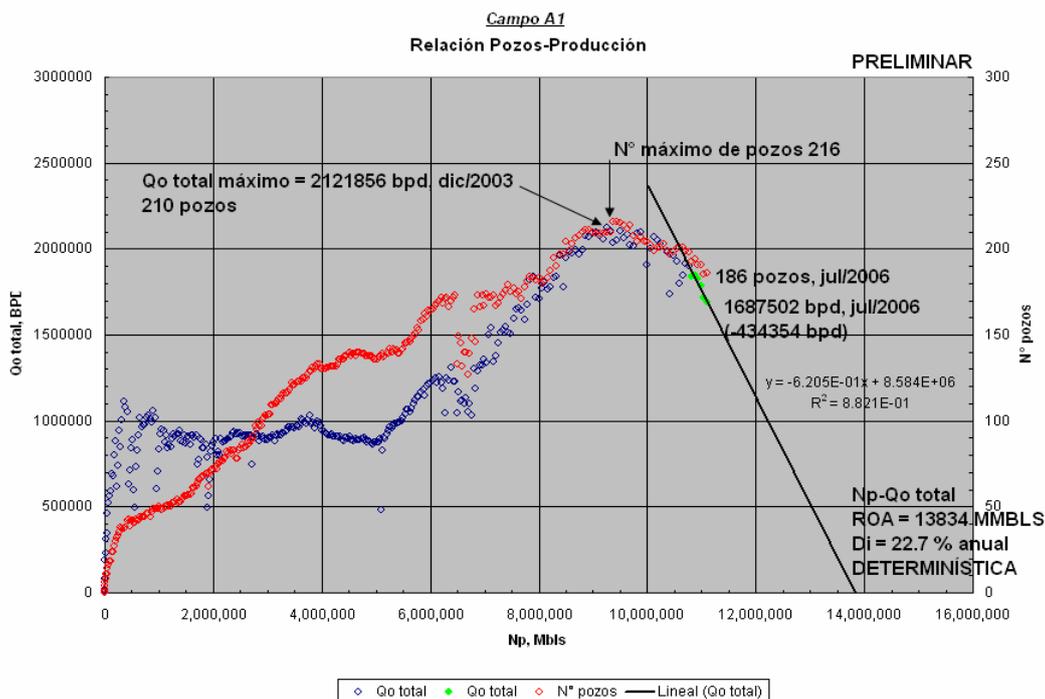


Fig. No. 6 $P_y = \text{constante}$, $dQ_{ot}/dN_p = \text{constante}$. Ecuación de Declinación Exponencial. Modelo doble porosidad

$$P_y = P_{wfx} + Q_{ox} bpss_x \dots\dots\dots (39)$$

La ecuación (34) se modifica de la siguiente forma:

$$\frac{1}{Q_o} \partial Q_{ox} = -D_{ix} \partial t \dots\dots\dots (40)$$

Donde:

$$D_{ix} = \frac{1}{bpss_x M}$$

Reordenando la ecuación (40):

$$\frac{1}{Q_{ox}} \partial Q_{ox} = -D_{ix} \frac{Q_o}{Q_{ox}} \partial t \dots\dots\dots (41)$$

$$t_{bm} = \frac{N_p}{Q_{ox}}$$

Definiendo el concepto de

$$\frac{1}{Q_{ox}} \partial Q_{ox} = -D_{ix} \partial t_{bm} \dots\dots\dots (42)$$

Integrando la ecuación (42):

$$\int_{Q_{oxi}}^{Q_{ox}} \frac{1}{Q_{ox}} \partial Q_{ox} = -D_{ix} \int_0^{t_{bm}} \partial t$$

$$\ln\left(\frac{Q_{ox}}{Q_{oxi}}\right) = -D_{ix} t_{bm} \dots\dots\dots (43)$$

Ecuación de declinación exponencial modelo de doble porosidad:

$$Q_{ox} = Q_{oxi} e^{-D_{ix} t_{bm}} \dots\dots\dots (44)$$

Integrando la ecuación (44):

$$\int_0^{t_{bm}} Q_{ox}(t_{bm}) \partial t = \int_0^{t_{bm}} Q_{oxi} e^{-D_{ix} t_{bm}} \partial t_{bm}$$

$$N_p = \frac{Q_{oxi} - Q_{ox}}{D_{ix}} \dots\dots\dots (45)$$

Reordenando la ecuación (45)

$$Q_{ox} = Q_{oxi} - N_p D_{ix} \dots\dots\dots (46)$$

Derivando la ecuación (46) con respecto a N_p :

$$\frac{\partial Q_{ox}}{\partial N_p} = -D_{ix}$$

la ecuación de declinación exponencial (46) es válida para flujo pseudo-

estacionario: $\frac{\partial Q_{ox}}{\partial N_p} = -D_{ix} = \text{Constante}$

Por lo tanto al graficar Q_{ox} vs. N_p obtendremos diferentes pendientes en función de los mecanismos de producción. Al extrapolar las tendencias de las líneas rectas para $Q_{ox}= 0$, obtenemos la Reserva Original de aceite bajo este mecanismo.

Gasto promedio declinando exponencialmente.

$$P_y = P_{wfp} + Q_{op} b p s s_p \dots\dots\dots (47)$$

La ecuación (34) se modifica de la siguiente forma:

$$\frac{1}{Q_{op}} \partial Q_{op} = -D_{ip} N \partial t \dots\dots\dots (48)$$

donde: $D_{ip} = \frac{1}{b p s s_p M}$

$$Q_o = Q_{op} N$$

Ahora integrando la ecuación (48):

$$\int_{Q_{opi}}^{Q_{op}} \frac{1}{Q_{op}} \partial Q_{op} = -D_{ip} N \int_0^t \partial t$$

Se obtiene:

$$\ln \left(\frac{Q_{op}}{Q_{opi}} \right) = -D_{ip} N t \dots\dots\dots (49)$$

Definiendo el concepto de $N = N_p / t$:

Ecuación de declinación exponencial modelo doble porosidad:

$$Q_{op} = Q_{opi} e^{-D_{ip} N_p} \dots\dots\dots (50)$$

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN YNF

La ecuación de declinación exponencial (50) es válida cuando al graficar Q_{op} vs. N_p , obtendremos un comportamiento exponencial, el cual podemos extrapolar a un gasto promedio de abandono para estimar una Reserva Original de Aceite.

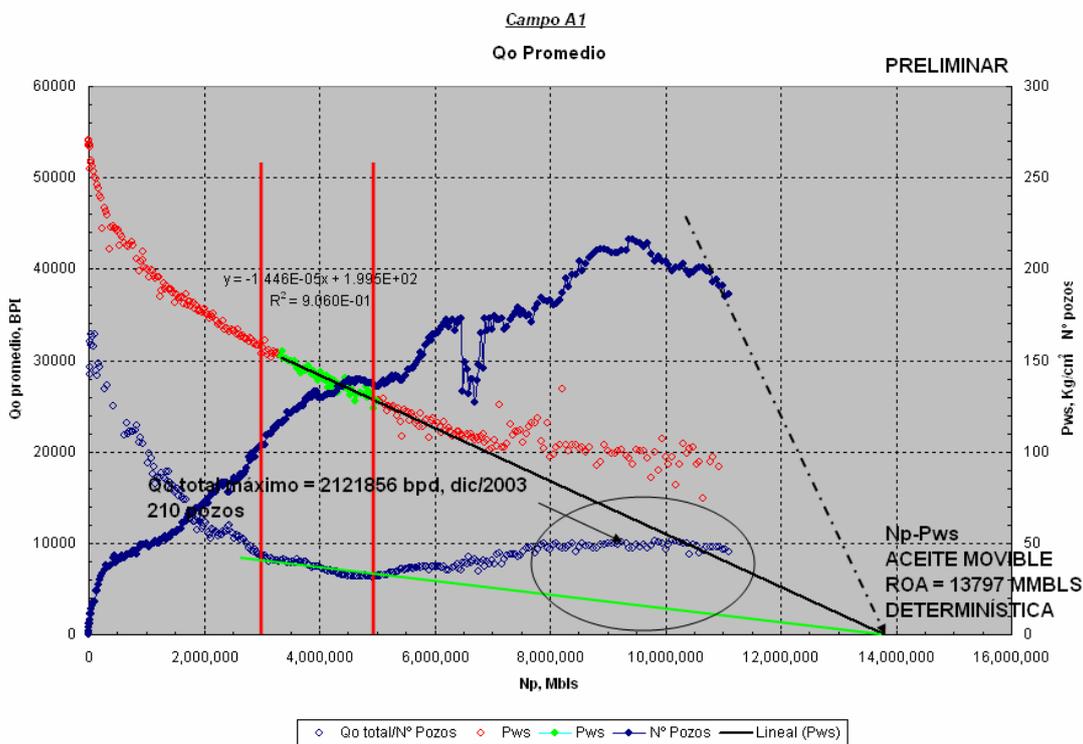


Fig. No. 7 $dQ_o/dN_p = \text{constante}$. Ecuación de Declinación exponencial. Modelo doble Porosidad

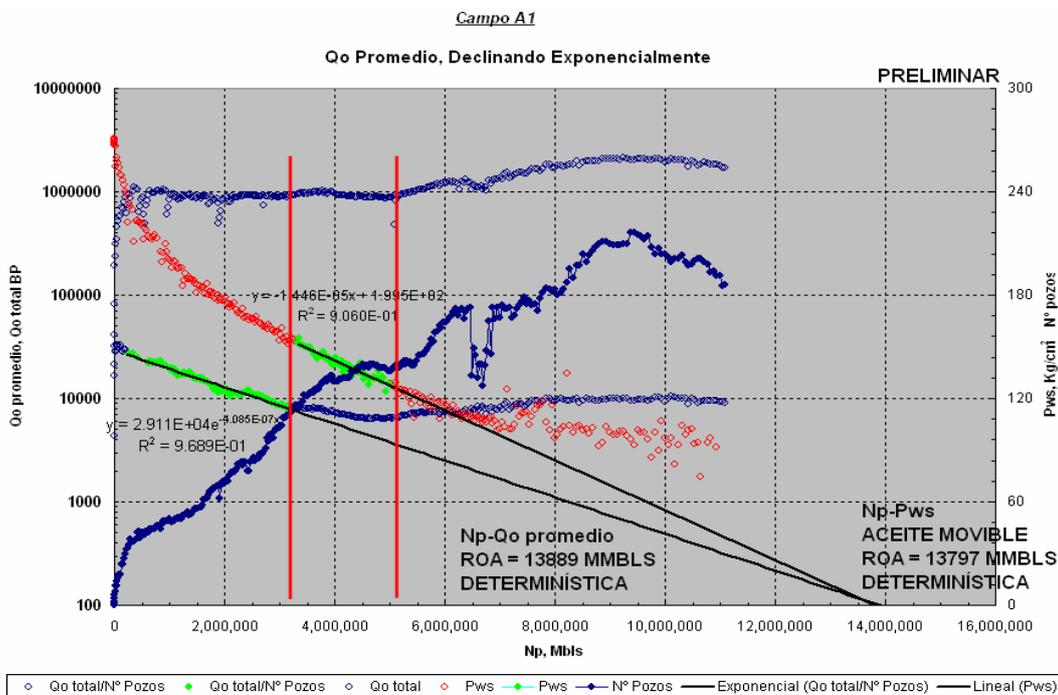


Fig. No. 8 Gasto promedio declinando exponencialmente (Ec. Declinación exponencial Modelo Doble-Porosidad)

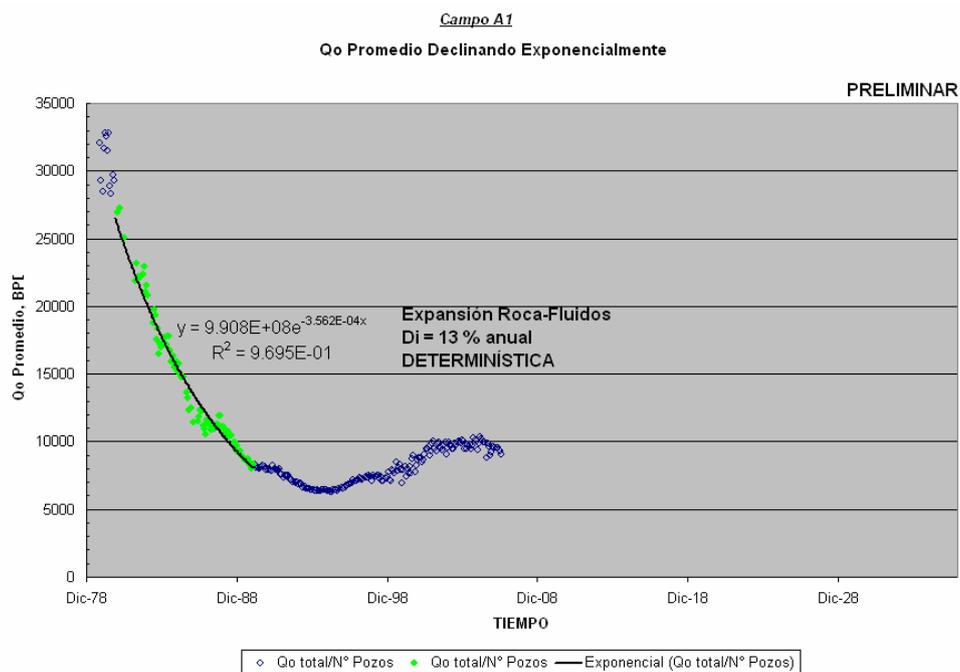


Fig. No. 9 Gasto Promedio declinando exponencialmente. Ecuación de Declinación Exponencial. Modelo Doble Porosidad.

Tabla 2 Análisis de Curvas de Declinación. Resultados preliminares de los Modelos Analíticos

Modelo	Condición	ROA [MMbIs]	M MMbIs/Kg/cm ²	D _i %anual
Ecuación				
Balance de Materia	Q _o Constante	13,797	69.2	
E. Declinación				
Exponencial	P _y Constante	13,384		22.7
GASTO TOTAL				
E. Declinación				
Exponencial	Q _{op} Constante	13889	28.3	13.0
GASTO PROMEDIO				

III.2.d Estimación volumétrica, Modelo de Doble Porosidad.

Basados en modelos analíticos de volumetrías se plantean ecuaciones simplificadas, considerando despreciables los efectos capilares en el sistema de fracturas (medio continuo de alta permeabilidad) y la posibilidad de recuperar el 100% del aceite de este sistema.

Estimación volumétrica del volumen original de aceite en matriz y fracturas:

$$N = \frac{(1 - S_{wi})\phi V_r}{B_{oi}} \dots\dots\dots (51)$$

$$N_m = \frac{(1 - S_{wim})\phi_m V_r}{B_{oi}} \dots\dots\dots (52)$$

$$N_f = \frac{(1 - S_{wif})\phi_f V_r}{B_{oi}} \dots\dots\dots (53)$$

Donde:

$$N = N_m + N_f \dots\dots\dots (54)$$

La ecuación (54) se puede representar en porcentaje de aceite en matriz y fracturas

$$1 = \frac{N_m}{N} + \frac{N_f}{N} \dots\dots\dots (55)$$

Substituyendo las ecuaciones (51), (52) y (53) en la ecuación (56)

$$1 = \frac{\phi_m (1 - S_{wim})}{\phi (1 - S_{wi})} + \frac{\phi_f (1 - S_{wif})}{\phi (1 - S_{wi})} \dots\dots\dots (56)$$

Donde:

$$\phi = \phi_m + \phi_f \dots\dots\dots (57)$$

y

$$\% \phi_m = \frac{\phi_m}{\phi} \dots\dots\dots (58)$$

$$\% \phi_f = \frac{\phi_f}{\phi} \dots\dots\dots (59)$$

$$1 = \% \phi_m + \% \phi_f \dots\dots\dots (60)$$

$$\% N_m = \frac{N_m}{N} \dots\dots\dots (61)$$

$$\% N_f = \frac{N_f}{N} \dots\dots\dots (62)$$

Por lo tanto:

$$\% N_m = \% \phi_m \frac{(1 - S_{wim})}{(1 - S_{wi})} \dots\dots\dots (63)$$

$$\% N_f = \% \phi_f \frac{(1 - S_{wif})}{(1 - S_{wi})} \dots\dots\dots (64)$$

$$S_{wim} = \frac{S_{wi} - \% \phi_f S_{wif}}{(1 - \% \phi_f)} \dots\dots\dots (65)$$

Si se consideran despreciables los efectos capilares en las fracturas:

$$S_{wif} = 0 \dots\dots\dots (66)$$

$$\% N_m = 1 - \frac{\% \phi_f}{(1 - Sw_i)} \dots\dots\dots (67)$$

$$\% N_f = \frac{\% \phi_f}{(1 - Sw_i)} \dots\dots\dots (68)$$

$$Sw_{im} = \frac{Sw_i}{(1 - \% \phi_f)} \dots\dots\dots (69)$$

De la misma forma se puede representar el porcentaje de reservas o factor de recuperación en matriz y fracturas:

$$1 = \frac{\phi_m (1 - Sw_{im}) FRA_m}{\phi (1 - Sw_i) FRA} + \frac{\phi_f (1 - Sw_{if}) FRA_f}{\phi (1 - Sw_i) FRA} \dots\dots\dots (70)$$

y

$$\% ROA_m = \% FRA_m = \frac{ROA_m}{ROA} \dots\dots\dots (71)$$

$$\% ROA_f = \% FRA_f = \frac{ROA_f}{ROA} \dots\dots\dots (72)$$

Por lo tanto:

$$\% FRA_m = (1 - \% N_f) \frac{FRA_m}{FRA} \dots\dots\dots (73)$$

$$\% FRA_f = \frac{\% \phi_f (1 - Sw_{if}) FRA_f}{(1 - Sw_i) FRA} \dots\dots\dots (74)$$

$$FRA_m = \frac{FRA - \% N_f FRA_f}{1 - \% N_f} \dots\dots\dots (75)$$

Si consideramos despreciables los efectos capilares en las fracturas:

$$FRA_f = 1 \dots\dots\dots (76)$$

$$\% FRA_m = (1 - \% N_f) \frac{FRA_m}{FRA} \dots\dots\dots (77)$$

$$\% FRA_f = \frac{\% \phi_f}{(1 - Sw_i) FRA} \dots\dots\dots (78)$$

$$FRA_m = \frac{FRA - \% N_f}{1 - \% N_f} \dots\dots\dots (79)$$

Resumen de Ecuaciones:

$$Sw_{im} = \frac{Sw_i}{(1 - \% \phi_f)} \dots\dots (69)$$

$$Sw_{if} = 0 \dots\dots (66)$$

$$\% N_m = 1 - \frac{\% \phi_f}{(1 - Sw_i)} \dots (67)$$

$$\% N_f = \frac{\% \phi_f}{(1 - Sw_i)} \dots (68)$$

$$\% FRA_m = (1 - \% N_f) \frac{FRA_m}{FRA} \dots (77)$$

$$\% FRA_f = \frac{\% \phi_f}{(1 - Sw_i) FRA} \dots (78)$$

$$FRA_m = \frac{FRA - \% N_f}{1 - \% N_f} \dots (79)$$

$$FRA_f = 1 \dots (76)$$

Sensibilidad de Aceite en Fracturas

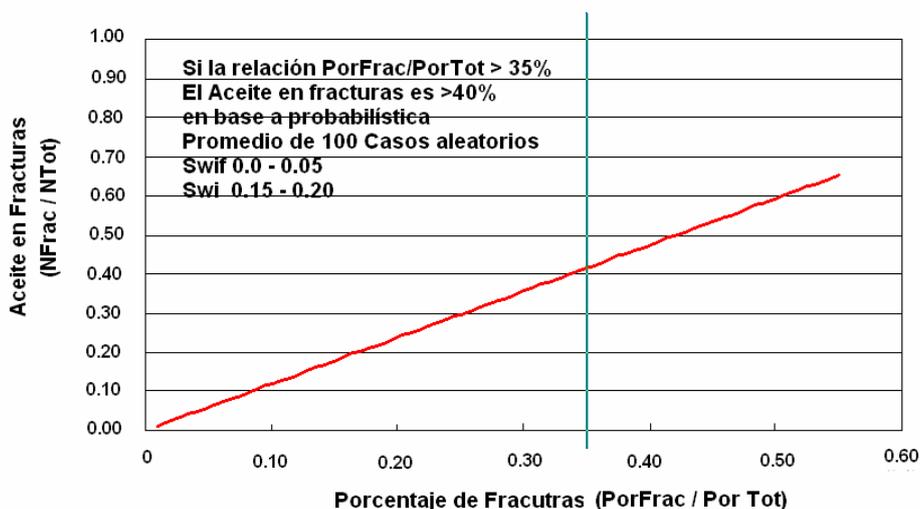


Fig. No. 10 Sensibilidad de Aceite en Fracturas

Probabilidad de aporte de fracturas

Sensibilidad de Aporte en Fracturas

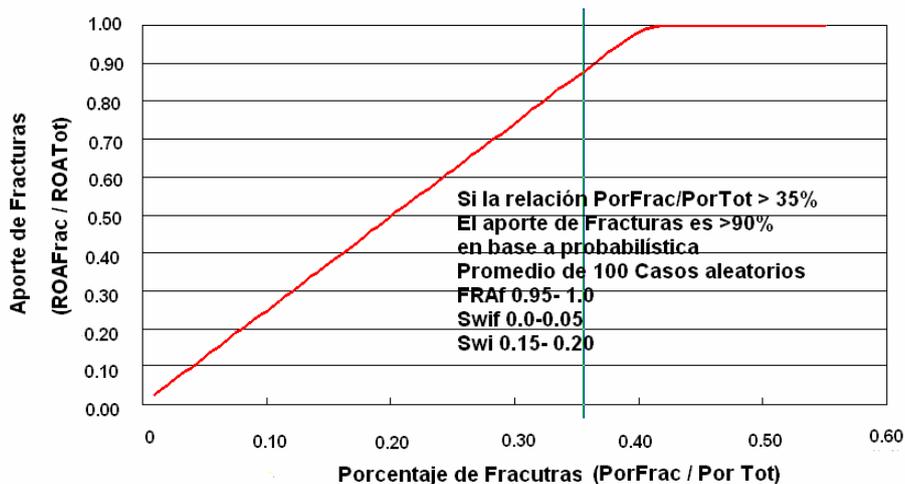


Fig. No. 11 Sensibilidad de Aporte en Fracturas

Sensibilidad de FRA Matriz

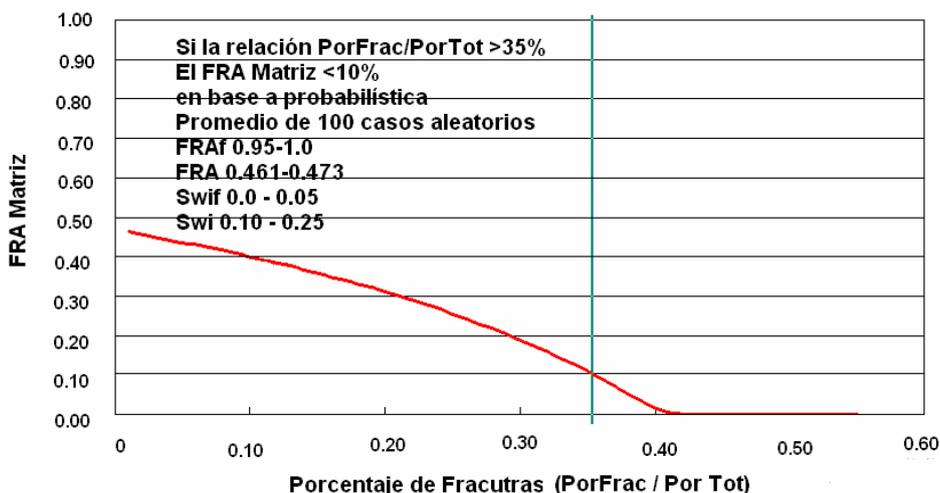


Fig. No. 12 Sensibilidad de Factor de Recuperación de Aceite en la Matriz

Las ecuaciones (64) y (68) permiten estimar el porcentaje de aceite en fracturas, y las ecuaciones (65) y (69), la saturación de agua inicial en la matriz.

La ecuación (74) y (78) indican el porcentaje de aceite recuperado por el sistema de fracturas es función del factor de recuperación y saturación de agua inicial del sistema matriz-fracturas, así como el porcentaje de porosidad. Ecuación (74), Sw_{if} , FRA_f .

La ecuación (75) y (79) indican que el factor de recuperación de la matriz es función del factor de recuperación del sistema matriz-fractura y del porcentaje de aceite inicialmente en las fracturas.

Resumen de resultados de porcentaje de aporte y recuperación de matriz.

$$\%Q_m = \frac{(1 - \phi_f)k_m}{k_e} = \frac{(1 - \phi_f)\phi_b^{m_b}}{\phi^m} \dots\dots\dots (80)$$

De acuerdo a las ecuaciones de Archie en un Yacimiento Naturalmente Fracturado donde se considera flujo paralelo en matriz y fracturas:

$$F = \frac{1}{\phi^m} \dots\dots\dots (81)$$

donde:

$m = \frac{\log \phi_f}{\log \phi}$ es el exponente de cementación

$$\%FRA_m = (1 - \%N_f) \frac{FRA_m}{FRA} \dots\dots\dots (82)$$

Por lo tanto:

$$FRA = \frac{(1 - \% N_f) FRA_m k_e}{(1 - \phi_f) k_m} = \frac{(1 - \% N_f) FRA_m \phi^m}{(1 - \phi_f) \phi_b^{m_b}} \dots\dots\dots (83)$$

Resumen de resultados de porcentaje de aporte y recuperación en las fracturas:

$$\% Q_f = \frac{k_f \phi_f}{k_e} = \frac{\phi_f}{\phi^m} \dots\dots\dots (84)$$

$$\% FRA_f = \frac{\% \phi_f (1 - Sw_{if}) FRA_f}{(1 - Sw_i) FRA} \dots\dots\dots (85)$$

Por lo tanto:

$$FRA = \frac{(k_e / \phi) (1 - Sw_{if}) FRA_f}{(1 - Sw_i) k_f} = \frac{(\phi^m / \phi) (1 - Sw_{if}) FRA_f}{(1 - Sw_i)} \dots\dots\dots (86)$$

La ecuación (86) es consistente con los trabajos que indican que el factor de recuperación de un yacimiento es función de su índice de calidad.

IV. MODELO NUMÉRICO PARA ANÁLISIS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

La simulación es una forma de modelado numérico el cuál es usado para interpretar y cuantificar fenómenos físicos, con la habilidad de extender sus resultados a la predicción del posible comportamiento futuro de los yacimientos.

Para realizar pronósticos de producción utilizando simulación numérica, es importante en primer lugar caracterizar adecuadamente al yacimiento para poder construir y validar el modelo geológico, posteriormente caracterizar adecuadamente el sistema roca-fluidos y mediante ingeniería de yacimientos construir el modelo dinámico.



Fig. No. 1 Diagrama esquemático del proceso de simulación numérica de yacimientos.

El ajuste del comportamiento histórico del yacimiento es uno de los puntos medulares para lograr resultados confiables mediante un modelo numérico de simulación, ya que si el modelo ajustado es capaz de reproducir el comportamiento que ha tenido el yacimiento durante su explotación, es muy probable que pueda predecir su comportamiento futuro.

La simulación numérica es una herramienta con la que se puede predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes escenarios de explotación, por lo que puede estimarse cuán productivo puede ser un yacimiento considerando diferentes actividades para optimizar su explotación, como por ejemplo la perforación de pozos adicionales, reparaciones mayores y menores de pozos, inyección de fluidos para recuperación adicional, etc.

Los simuladores térmicos (usados comúnmente para yacimientos de petróleo pesado) toman en cuenta la conservación de energía además de los parámetros expuestos anteriormente. De esta manera es posible simular el cambio de temperatura en el yacimiento.

Proceso de recuperación primaria.

La recuperación primaria es producto de la energía natural presente en el yacimiento. En esta dinámica de flujo se generan diferentes empujes conocidos como mecanismos de desplazamiento (o de empuje). Dentro de éstos tenemos:

- Empuje por expansión de la roca y los fluidos
- Empuje por expansión del gas disuelto
- Empuje por expansión del casquete de gas
- Empuje por segregación gravitacional
- Empuje por entrada de agua

Existen curvas características (Setter y Thakur, 1994) de estos mecanismos en un medio poroso homogéneo en términos de la recuperación asociada a los mismos. Los mecanismos que generan las recuperaciones más altas son el de entrada de agua y el de segregación gravitacional, no así la expansión del sistema roca-fluidos, que se presenta con la menor recuperación del yacimiento, aunado a una pérdida de la presión acelerada.

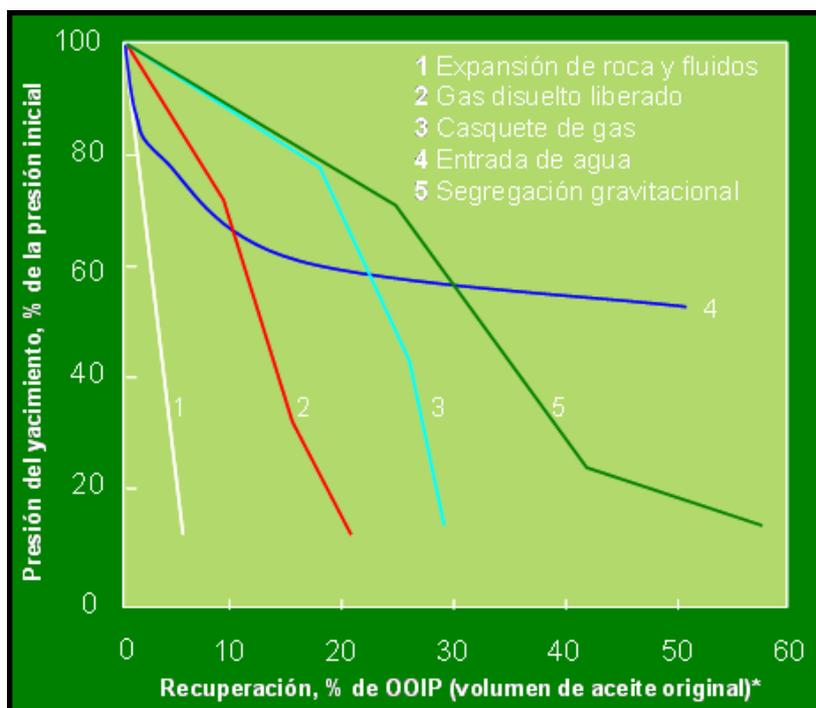


Fig. No. 2 Recuperación por mecanismos de empuje

Algunos autores (Allan & Roberts) manejan como “básicos” tres mecanismos de empuje; gas disuelto, casquete de gas y empuje de agua, sin embargo algunos yacimientos producen con la combinación de estos.

En un yacimiento con mecanismo de empuje por gas disuelto la fuente principal de la presión es la liberación y expansión de gas del aceite cuando la presión es abatida.

Cuando el mecanismo es por casquete de gas, se refiere a la expansión de gas libre en el casquete por encima del yacimiento.

Para el empuje por entrada de agua, se refiere a la entrada o invasión de agua por fuera o por abajo del yacimiento.

El efecto de los mecanismos de producción para caracterizar el pozo debe ser tomado en cuenta para realizar las terminaciones del pozo y después las reparaciones para sistematizar la recuperación de hidrocarburos.

En un yacimiento con mecanismo de empuje por gas disuelto (sin ninguna intención de mantener la presión por algún fluido de inyección) la presión se abate muy rápido, se alcanza el máximo valor de la relación gas aceite y por lo tanto es muy rápida la declinación; y la recuperación primaria es entonces muy pequeña.

En un yacimiento con casquete de gas la presión se abate un poco menos rápido. Las relaciones gas-aceite se incrementan conforme el casquete de gas se expande hacia los intervalos de terminación del pozo, pero las reparaciones o el cierre en las estructuras altas del intervalo productor en el pozo pueden, proveer posibilidades de controlar en términos generales las relaciones gas-aceite. Para mecanismo de empuje por entrada de agua la presión se mantiene relativamente alta, las relaciones gas-aceite son bajas, pero por debajo de las estructuras del pozo producto se comenzará a producir agua; esto debe de ser controlado por reparaciones o el cierre (cementación) de esos intervalos de producción del pozo. Eventualmente incluso en los intervalos productores superiores de los pozos, se debe producir grandes cantidades de agua para maximizar la recuperación de aceite.

Para llevar a cabo el modelado numérico de un yacimiento naturalmente fracturado de México se utiliza un simulador comercial con la opción de doble porosidad. Se considera para el análisis práctico de campo, el caso de un yacimiento de aceite negro (Campo A) con 30 años de historia de presión-producción, y otro yacimiento de gas y condensado (Campo B) en condiciones iniciales de explotación. Para el primer caso se realizó el ajuste histórico de producción y presión para asegurar pronósticos de producción confiables bajo diferentes condiciones de explotación. Para el segundo caso, dado que no se cuenta con una historia de producción y presión, se realizó el ajuste del modelo con base en datos puntuales de pruebas de producción (aforos).

Habiendo ajustado los modelos estamos en la posibilidad de efectuar una serie de sensibilidades para diferentes parámetros del yacimiento (mecanismos de producción, partición en porosidad matriz-fractura) y/o variables de decisión (número de pozos, plataformas de producción)

IV.1 Mecanismos de Producción

En relación al análisis de los mecanismos de producción se manejó de primer escenario un yacimiento volumétrico, observando como mecanismo de producción la expansión de la roca y los fluidos en sitio; otro escenario es el de la entrada de agua, se toma en cuenta un acuífero asociado que aparte de la expansión de la roca y los fluidos en sitio, también se tendrá un movimiento de los hidrocarburos por la presencia de agua. Como último escenario se tiene el total, en el que se da el empuje por expansión de la roca y fluidos en sitio, la entrada de agua así como de la misma manera el empuje por casquete de gas.

Para el análisis de los mecanismos de producción se utilizó el Campo A al cual se le realizó un ajuste a la historia de producción tomando en cuenta únicamente los datos en el que la producción del yacimiento se encuentra aproximadamente a gasto constante (consideración de la Ecuación de Balance de materia), así como se realizó en los modelos analíticos. Fig. 33

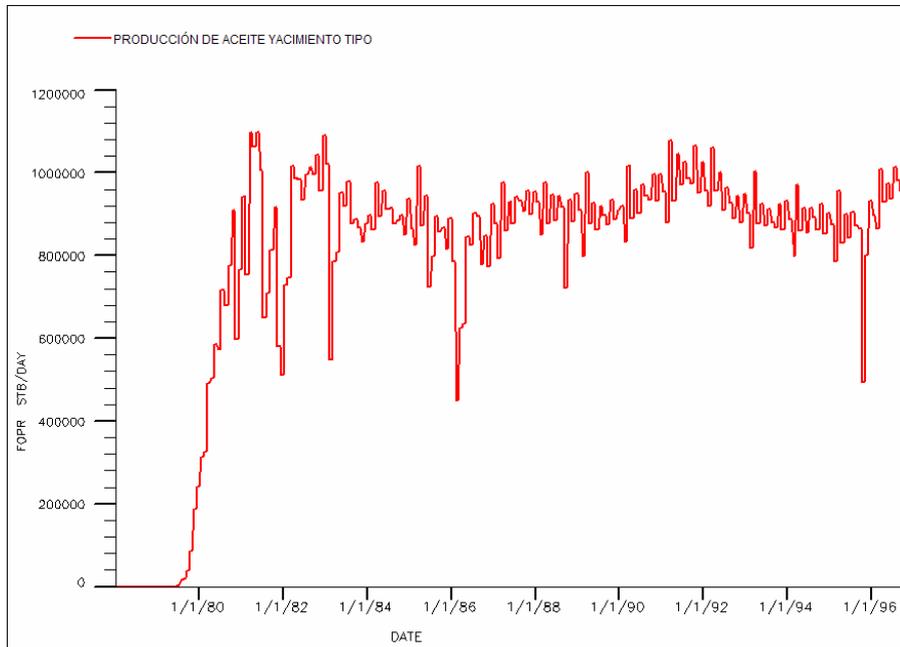


Fig. No. 3 Qo vs Tiempo. Gasto constante

Cuando se tiene gasto constante, se puede observar que a una misma presión un yacimiento, a mayor número de mecanismos de producción presentes, mayor será el Factor de recuperación de hidrocarburos. Fig. 34

La Fig. 35 ilustra que teniendo mayor número de mecanismos de producción la vida del yacimiento se alargará y/o retrasará el adicionar energía a nivel pozo (Sistema Artificial) o a nivel yacimiento (Mantenimiento de Presión).

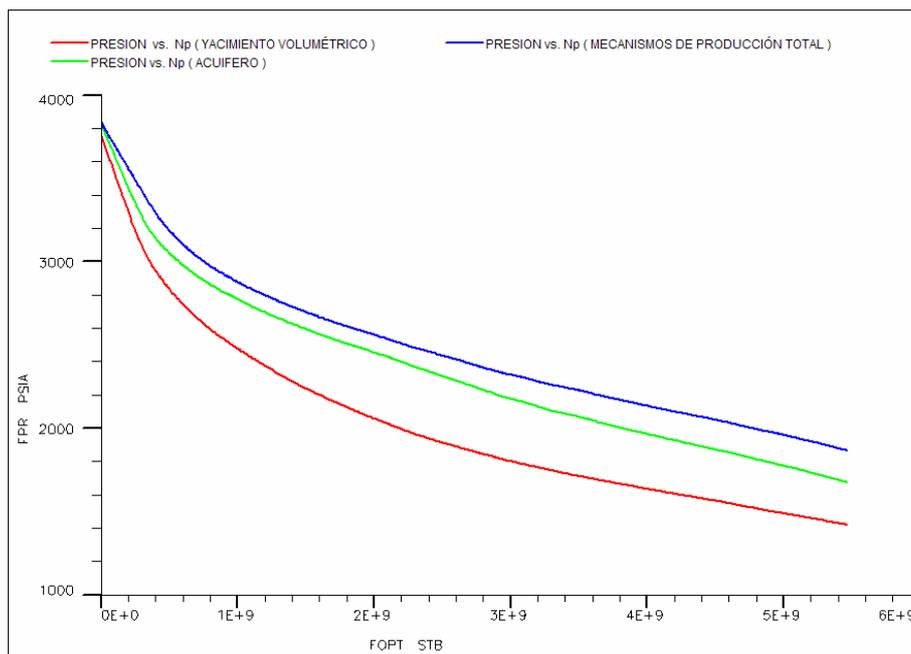


Fig. No. 4 P vs Np, Diferentes Mecanismos de producción

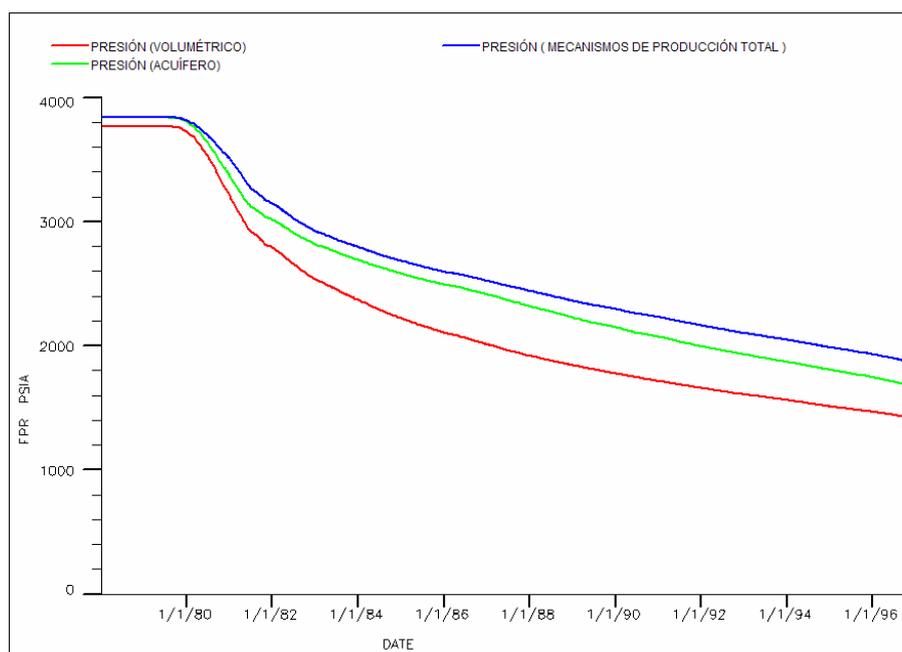


Fig. No. 5 P vs Tiempo, Diferentes Mecanismos de Producción

IV.2 Partición Matriz Fractura con N constante

Se hace un análisis para interpretar el comportamiento en yacimientos fracturados en función de la partición porosidad matriz-fractura.

El objetivo es analizar la influencia de la partición porosidad matriz –fractura en el comportamiento de la producción.

Este parámetro tiene una interrelación directa con la permeabilidad efectiva de fractura, permeabilidad relativa, presión capilar y compresibilidad de fractura.

El factor de recuperación de hidrocarburos depende de la partición de la porosidad. A mayor porosidad de fractura mayor recuperación, es decir, a mayor porcentaje de aceite en fractura mayor recuperación. Además, el volumen original de hidrocarburos está directamente relacionado a la partición de porosidad matriz-fractura. A mayor porosidad de fractura mayor volumen original de hidrocarburos.

El porcentaje de producción que aporta la matriz respecto al sistema total está en función de la partición de porosidad. A mayor porcentaje de matriz mayor porcentaje de aporte de la misma.

Para el caso de partición Matriz-Fractura se analizó el Campo A, que para sus condiciones iniciales (originales) tiene los siguientes valores de porosidad en fractura y matriz:

$$\phi_f = 0.01836$$

$$\phi_m = 0.04964,$$

se sabe

$$\text{que } \phi_t = \phi_m + \phi_f,$$

$$\text{por lo tanto, } \phi_t = 0.04964 + 0.01836 = 0.068$$

Así se obtiene el porcentaje de porosidad en fractura y matriz,

$$\% \phi_f = \frac{0.01836}{0.068} = 27\%$$

$$\% \phi_m = \frac{0.04964}{0.068} = 73\%$$

Este porcentaje para cada porosidad se puede tomar como la partición original del Campo A.

Para realizar un análisis de sensibilidad a diferentes valores de partición matriz-fractura se requiere que el volumen original (N) se mantenga constante, para lo cual se generó a una ecuación para determinar un factor de corrección en la porosidad:

$$FC = \frac{(1 - S_{wim})(\phi_m / \phi_t) + (\phi_f / \phi_t)}{(1 - S_{wit})} \dots\dots\dots (87)$$

ó colocar la ecuación en términos de porcentaje de partición de porosidad,

$$FC = \frac{(1 - S_{wim})(\% \phi_m) + (\% \phi_f)}{(1 - S_{wit})} \dots\dots\dots (88)$$

Este factor corregirá a la porosidad inicial total de tal manera que el volumen original de hidrocarburos se mantenga constante.

Las condiciones iniciales entonces son las siguientes:

Swim	=	0.371
ΦMatriz Original	=	0.04964
Φ Fractura Original	=	0.01836
Φ Total	=	0.068
Swit	=	0.27083

Se realizaron las corridas para las particiones del siguiente orden

Partición Matriz [%]	Partición Fractura [%]
30	70
50	50
70	30
90	10

Para calcular el límite máximo de partición en la fractura se utilizó la ecuación relacionada a la saturación de agua inicial de la matriz

$$S_{wim} = \frac{S_{wit}}{\left[1 - \frac{\phi_f}{\phi_t}\right]} \dots\dots\dots (89)$$

al colocar particiones mayores al 70% en fractura, los resultados de la saturación de agua inicial de la matriz son mayores a la unidad y esto se convierte en una irracionalidad, ya que la saturaciones son valores entre cero y uno, al ser mayores lo que quiere indicar, significa que la matriz ya no tiene volumen suficiente para llenar a la fractura y es por ello que esos valores se elevan tanto.

Aquí se enlistan los factores de corrección de porosidad obtenidos:

Tabla 1. Factor de Corrección

Partición Matriz- Fractura [%]	Factor de Corrección. <i>FC</i> [Fracción]
30 – 70	1.218783
50 – 50	1.11702347
70 – 30	1.01526393
90 – 10	0.9135044

Ahora se enlistan los valores de la porosidad total corregida para ajustar el volumen, resultado de la porosidad total entre ese factor de corrección. $\phi_{Tc} = \phi_T / FC$

Tabla 2. Porosidad total Corregida

Partición Matriz- Fractura [%]	Porosidad Total Corregida. ϕ_{Tc} [Fracción]
30 – 70	0.05579336
50 – 50	0.06087607
70 – 30	0.06697766
90 – 10	0.07443861

Conociendo el valor de la porosidad total corregida, con las diferentes particiones se puede conocer el valor de cada una de las porosidades de matriz-fractura en cada partición.

Tabla 3. Valores de porosidad Matriz-Fractura

Partición Matriz – Fractura[%]	Porosidad Total Corregida. ϕ_{Tc}	ϕ Matriz [Fracción]	ϕ Fractura [Fracción]
30 – 70	0.05579336	0.01673	0.03493
50 – 50	0.06087607	0.03043	0.03043
70 – 30	0.06697766	0.04688	0.02009
90 – 10	0.07443861	0.06699	0.0074

Ahora para corroborar que se tienen volúmenes aproximadamente constantes se realizaron las corridas con el modelo de simulación para las diferentes particiones de porosidad matriz-fractura calculando el volumen original de hidrocarburos (N) y se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 4. Corroboración del Volumen De Hcs (N) Constante

Partición	Vol. Matriz [bls]	Vol. Fractura [bls]	N [bls]
Original	1.90E+10	1.23E+10	3.13E+10
30M 70F	6.62E+09	2.62E+10	3.28E+10
50M 50F	1.20E+10	2.04E+10	3.24E+10
70M 30F	1.86E+10	1.35E+10	3.20E+10
90M 10F	2.65E+10	4.99E+09	3.15E+10

Resultado de las corridas del modelo de simulación en la Fig.36 se muestra el comportamiento de la presión del yacimiento vs. la producción acumulada para diferentes valores de partición en porosidad matriz-fractura. Se puede observar que a medida que se incrementa la porosidad de fractura el porcentaje de recuperación de hidrocarburos es mayor así como el valor de presión. La presencia de un sistema poroso secundario (fractura) proporciona una elasticidad adicional en el yacimiento. Los valores altos de presión son consecuencia de una compresibilidad mayor en el sistema de fracturas, debido a efectos de compactación del medio poroso.

A mayor porosidad efectiva de las fracturas mayor compactación de la roca.

En la Fig. 37 se ilustra el comportamiento de la presión vs. tiempo. Se observa un mayor mantenimiento de la presión del yacimiento a medida que se incrementa el porcentaje de porosidad en la fractura. Este comportamiento de la presión está en función de la variación de la compresibilidad de la fractura.

Por otro lado esta gráfica también nos indica que a medida que el porcentaje de partición en fractura aumente, se prolongará la vida fluyente del yacimiento para retardar la implementación de un sistema de mantenimiento de presión a nivel yacimiento o a nivel pozo (Sistema Artificial de Producción), aumentando el factor de recuperación de hidrocarburos.

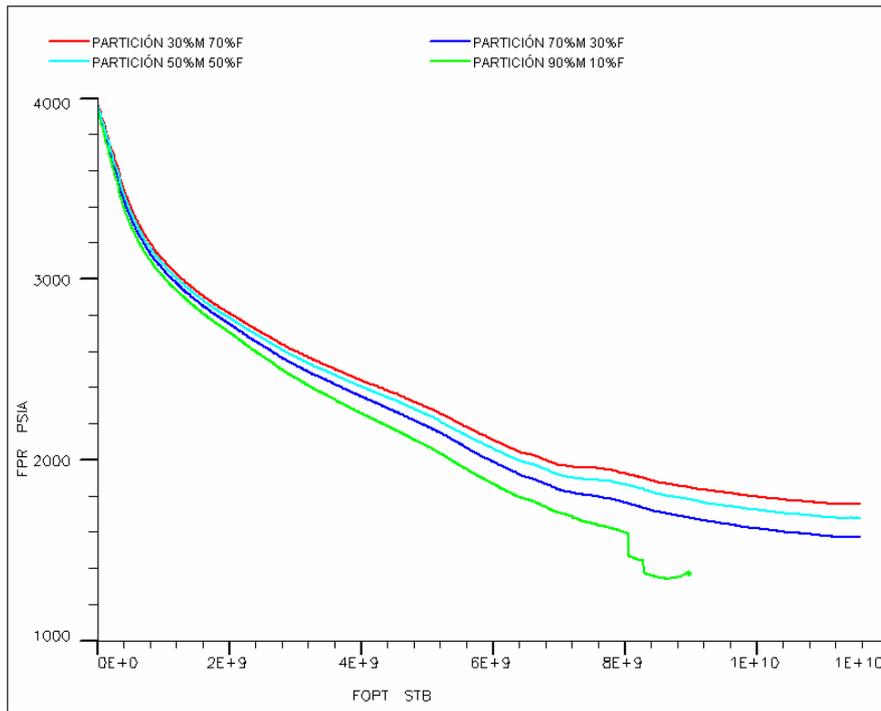


Fig. No. 6 P vs. Np, Partición

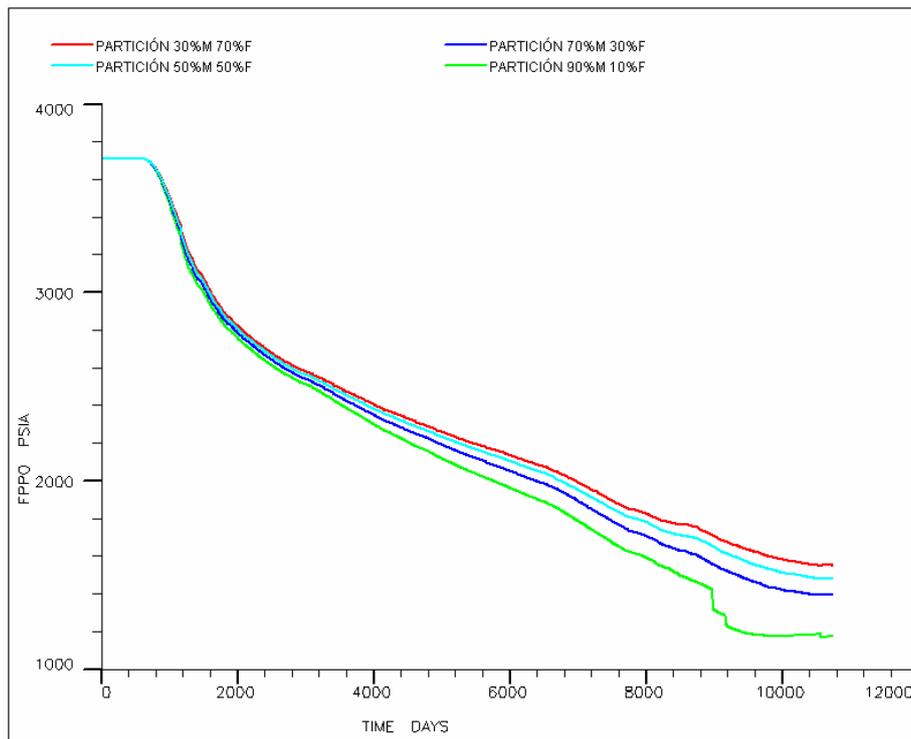


Fig. No. 7 P vs. Tiempo, Partición

IV.3 Concepto de Interferencia de Pozos

En yacimientos naturalmente fracturados juega un papel importante la transmisibilidad y difusividad hidráulica de los fluidos debido a la alta conductividad de las fracturas.

El objetivo de este tema es demostrar con el modelo de simulación, que dada la alta transmisibilidad en el yacimiento fracturado, existe un número óptimo de pozos a perforar en función de las características petrofísicas, volumétricas y de los fluidos. Esto se puede demostrar con base a principio de superposición en espacio y tiempo.

En este trabajo se demuestra que para este tipo de yacimientos no existe el concepto de radio de drene por pozo, y que la ubicación de los pozos a perforar estará en función principalmente del concepto de capacidad de flujo ($K \cdot h$).

El ejercicio está basado en el Campo B, que es un yacimiento de gas y condensado, que cuenta originalmente con 13 pozos productores. Fig. 38.

Para demostrar los efectos de interferencia de producción entre pozos se realizó un primer ejercicio adicionando 4 nuevos pozos. (Pozos COST_E, COST_I, COST_J, COST_K) Fig.39. La producción de los nuevos pozos afecta a la de los pozos ya existentes y en mayor medida a los más cercanos, confirmándose el principio de superposición. En términos reales el incremento de producción por los nuevos pozos es relativo y de corto plazo dado que disminuye la producción de los pozos del Caso Base obteniendo prácticamente la misma recuperación final de hidrocarburos del yacimiento. Las Fig. 41 y 42 muestran el comportamiento de producción de hidrocarburos contra el acumulado para los casos Base (13 pozos), Caso 1 (13 pozos+ 4 nuevos pozos) y Caso 2 (13 pozos+ 12 nuevos pozos), en donde se observa perfectamente el aumento de producción a corto plazo, aunque se obtiene recuperaciones finales similares

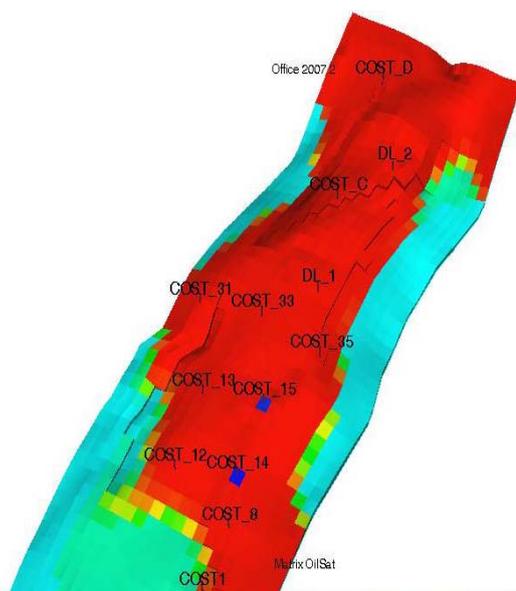


Fig. No. 8 Campo B Caso Base (13 Pozos)

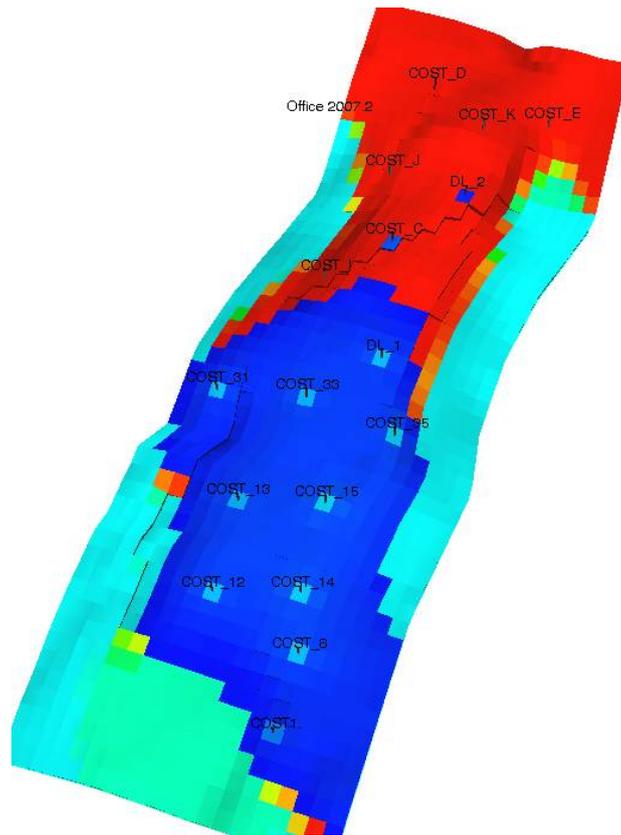


Fig. No. 9 Campo B Caso 1 (13 + 4 nuevos pozos)

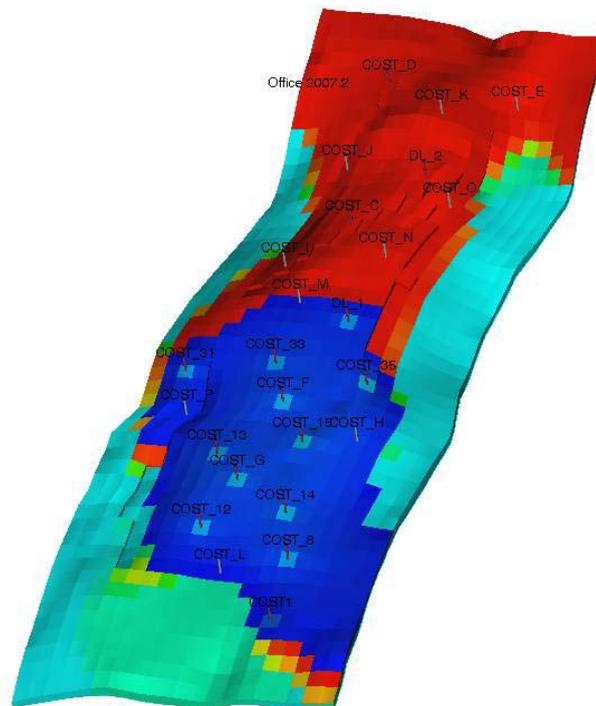


Fig. No. 10 Campo B Caso 2 (13+12 nuevos pozos)

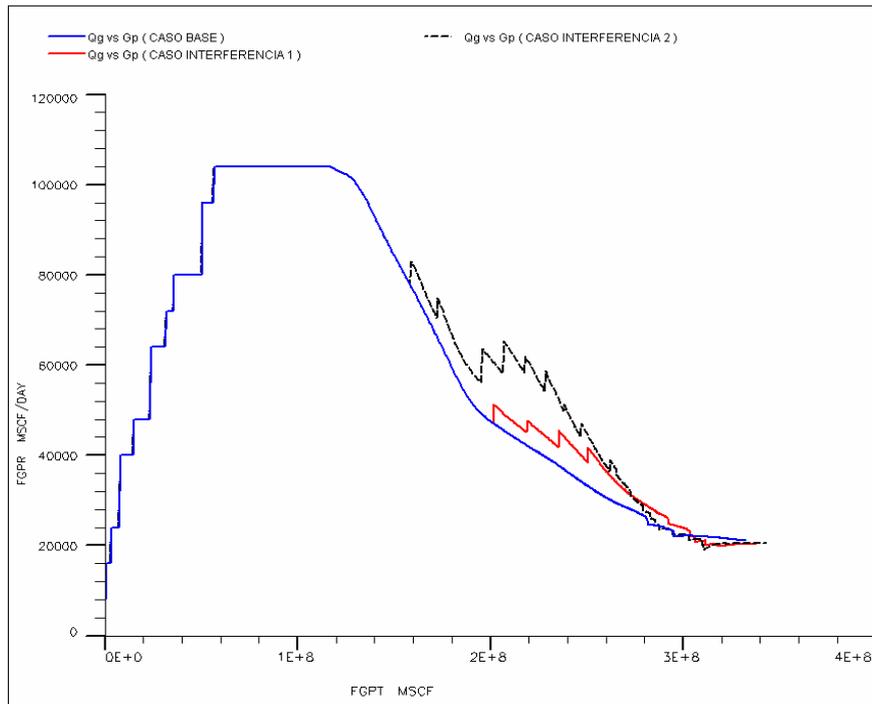


Fig. No. 11 Qg vs. Gp Campo B

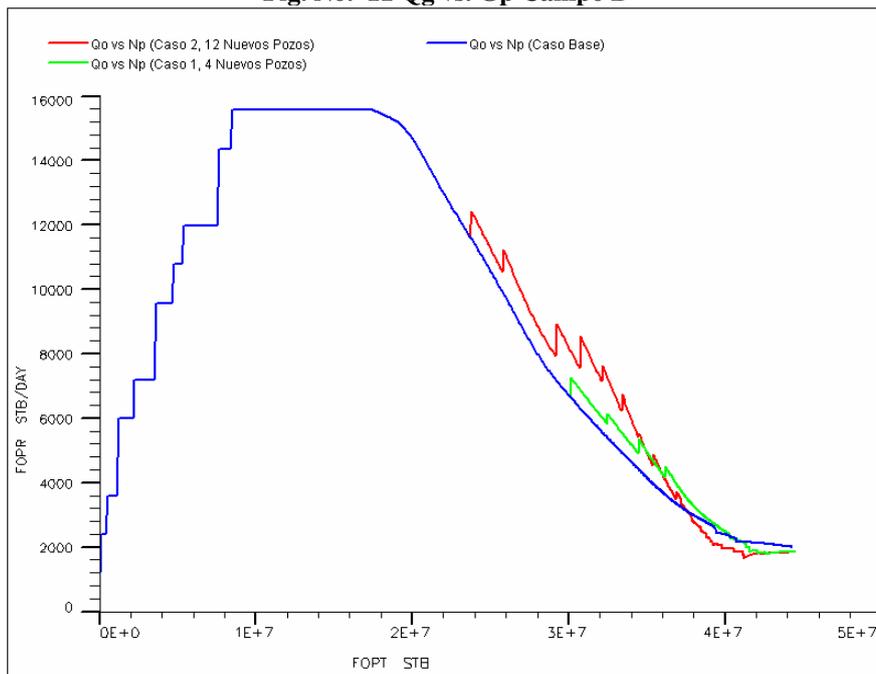


Fig. No. 12 Qo vs Np , Campo B

Las Fig. 43 y 52 muestran el comportamiento de la producción de hidrocarburos contra el tiempo. Estas gráficas son muy importantes para entender el concepto de interferencia de producción entre pozos. En ella se hace un comparativo el Caso Base, Caso 1 y Caso 2. Se aprecia que con el Caso 1 y 2 hay un incremento de la producción en el corto plazo (del Año 10 al Año 16) debido a la perforación de los nuevos pozos pero posteriormente, y debido al principio de superposición las curvas de comportamiento del Caso 1 y 2 cruzan al Caso Base trayendo como consecuencia una producción por unidad de tiempo menor (Después del Año 17). Esto trae como consecuencia que la recuperación final será la misma. En otras palabras, al

perforar más pozos se acelera el ritmo de extracción pero se incrementa el factor de declinación de la producción del yacimiento.

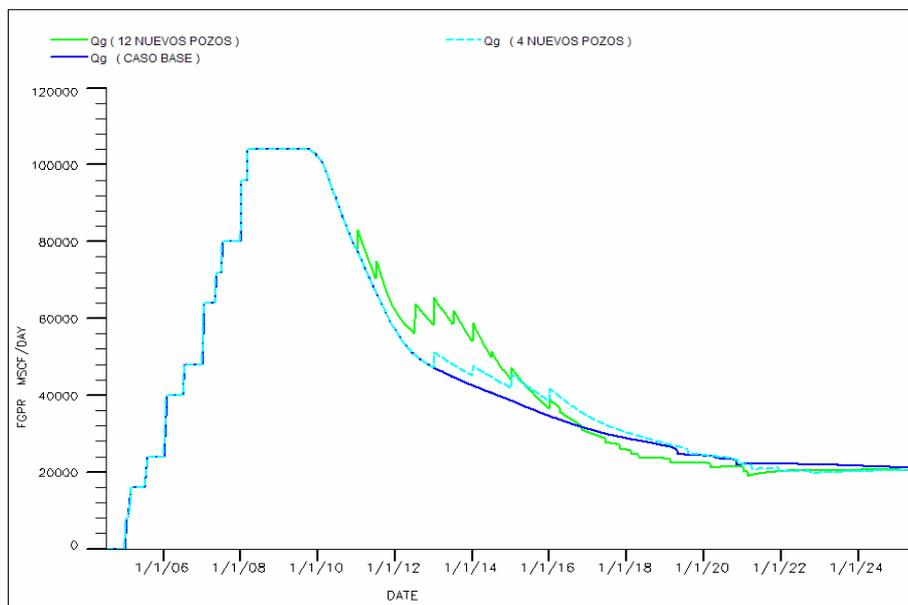


Fig. No. 13 Qg vs. Tiempo -Campo B

Las Fig. 44 y 45 muestran el comportamiento de producción de un pozo en el caso Base (Pozo COST_C). Se puede observar que previo a la perforación de nuevos pozos vecinos el perfil de producción presenta una declinación, la cual aumenta a medida que hay un mayor número de pozos vecinos que interfieren en su producción. Esta Fig. 44 y 45 ilustra como a partir del Año 13 entran en forma gradual 4 pozos nuevos (COST_E, COST_I, COST_J, COST_K), los cuales presentan gastos de producción iguales o menores al pozo vecino del Caso Base y afectan directamente la producción del Pozo (Caso Base) declinando en mayor grado. La posición de los 4 nuevos pozos se muestra en las Fig. 48 y 49.

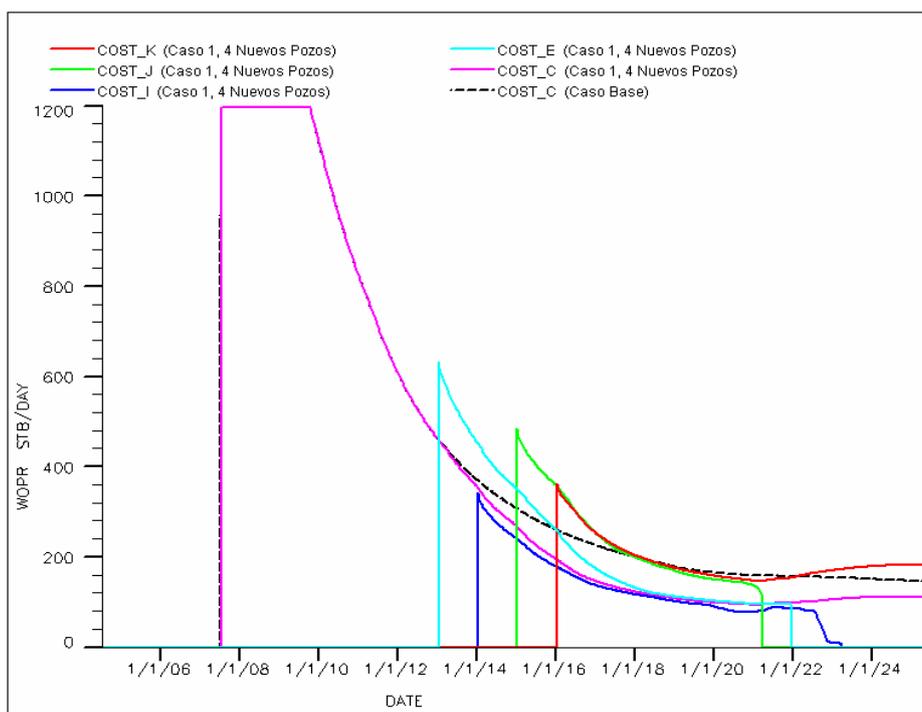


Fig. No. 14 Qo vs Tiempo (Pozo COST_C)

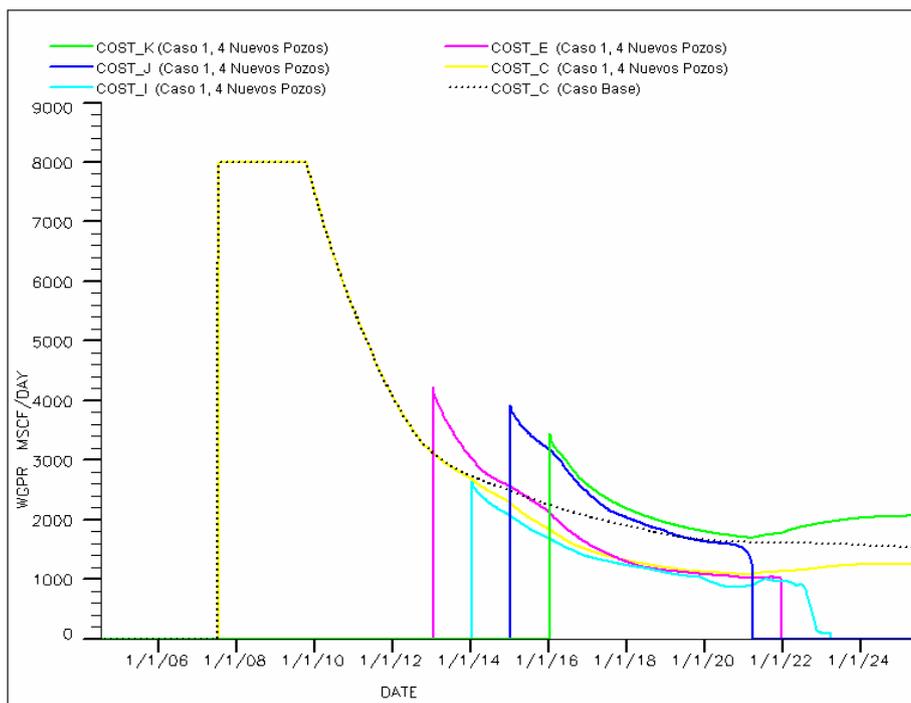


Fig. No. 15 Qg vs Tiempo (Pozo COST_C)

En yacimientos naturalmente fracturados, la interferencia también se observa en el comportamiento de la presión del yacimiento en donde a medida que se adicionan pozos, debido a la alta difusividad hidráulica los efectos de extracción de hidrocarburos adicional se sienten inmediatamente provocando una caída de presión mayor. Como se puede identificar la caída de presión en un pozo en el que actúan más pozos que en el Caso 1 es mucho mayor y con más efecto sobre el pozo, ya que para el Caso 2 al pozo COST_15 le influyen 6 nuevos pozos más, tomando en consideración también que para este caso se colocaron 12 pozos nuevos más. Fig. 46 y 47.

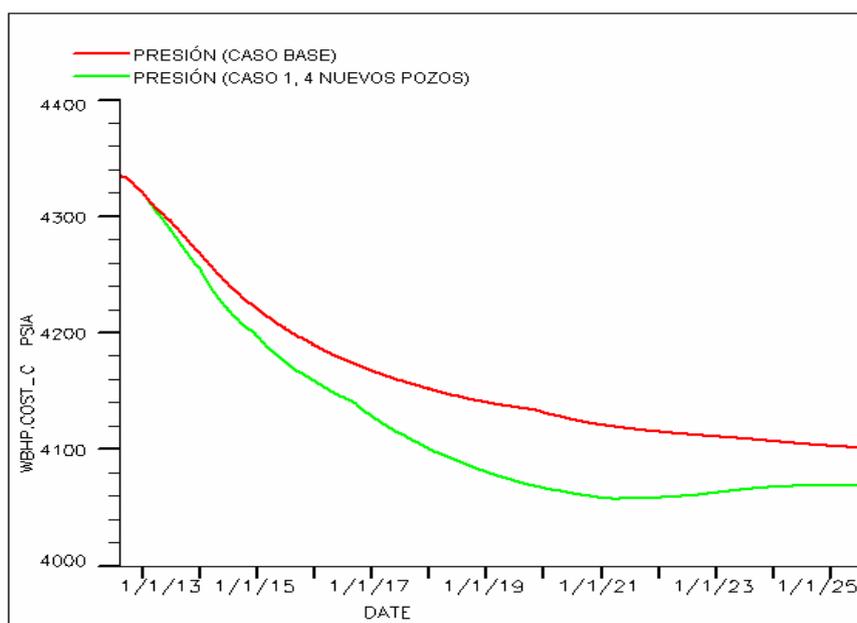


Fig. No. 16 Presión vs Tiempo (Pozo COST_C)

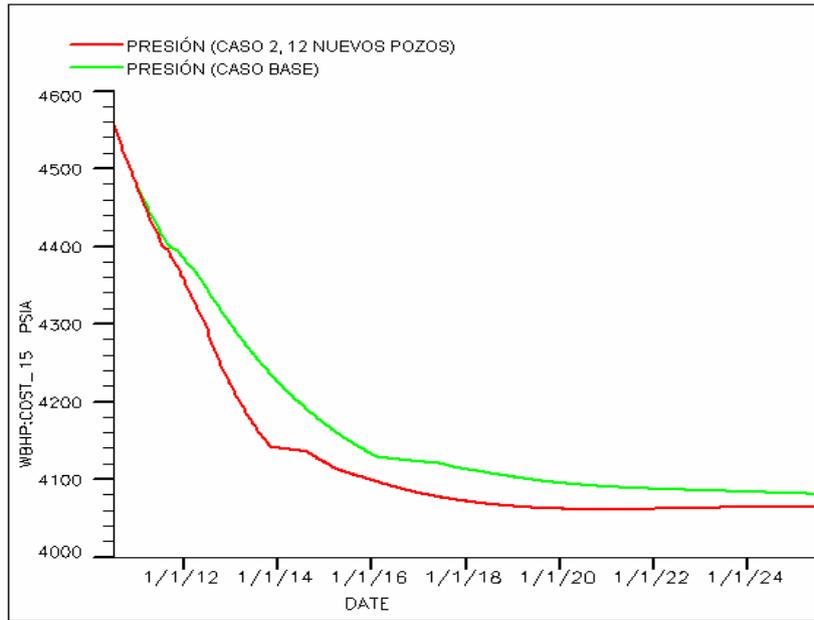


Fig. No. 17 Presión vs Tiempo (COST_15)

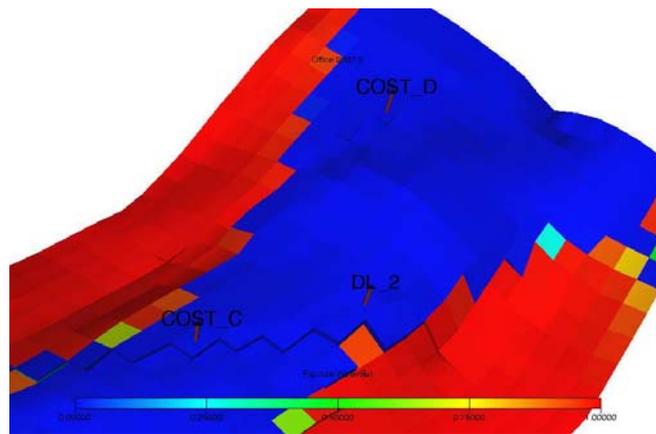


Fig. No. 18 POZO COST_C (CASO BASE)

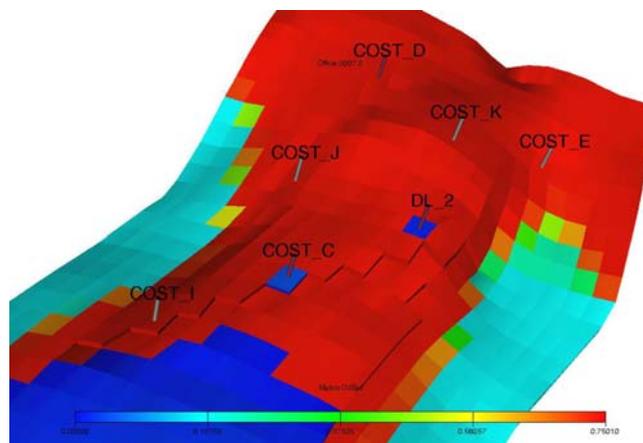


Fig. No. 19 POZO COST_C (CASO 1)

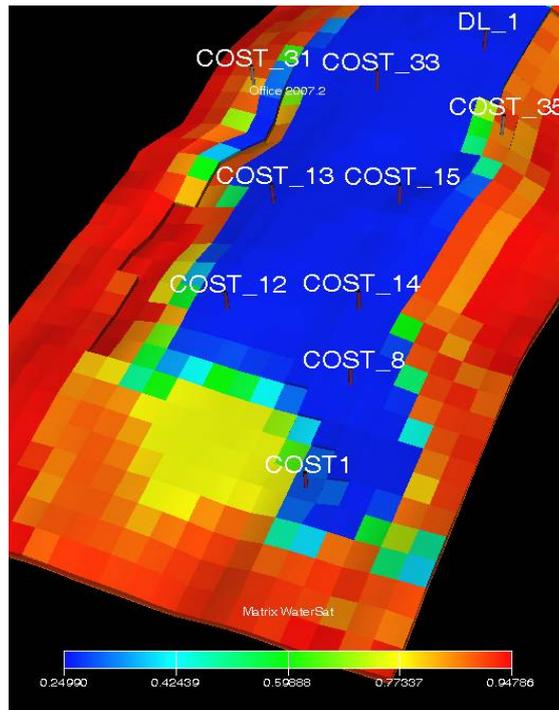


Fig. No. 20 POZO COST_15 (Caso Base)

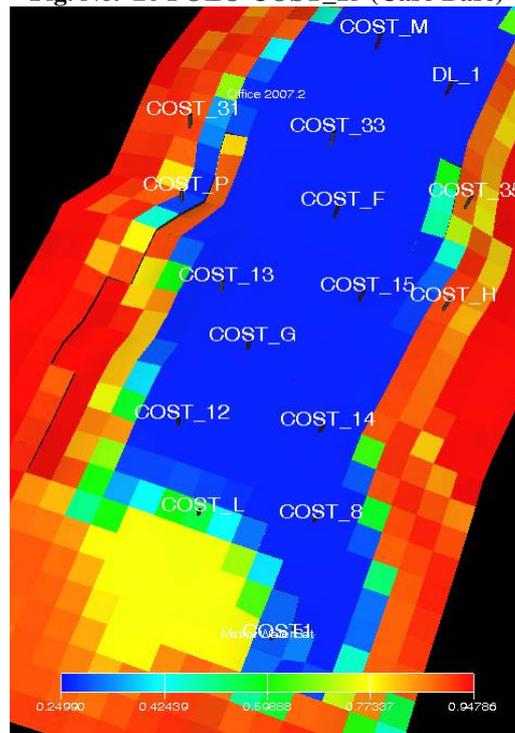


Fig. No. 21 POZO COST_15 (Caso 2)

Las Fig. 52 y 53 muestran el comportamiento de producción de aceite del campo, por pozo y presión del pozo contra el tiempo respectivamente para el caso de 12 nuevos pozos. Los resultados son similares a los del Caso 1 (4 nuevos pozos) aunque debido al mayor número de pozos adicionales, el efecto en presión y producción sobre los pozos del Caso Base es mayor ya que declina a un ritmo mayor.

Para el análisis de la interferencia de pozos para el Caso 2, se observó el comportamiento del pozo COST_15 al que se le colocaron a su alrededor 6 nuevos pozos. (COST_F, COST_G, COST_H, COST_P, COST_M, COST_L) y su posición se puede observar en las Fig. 50 y 51.

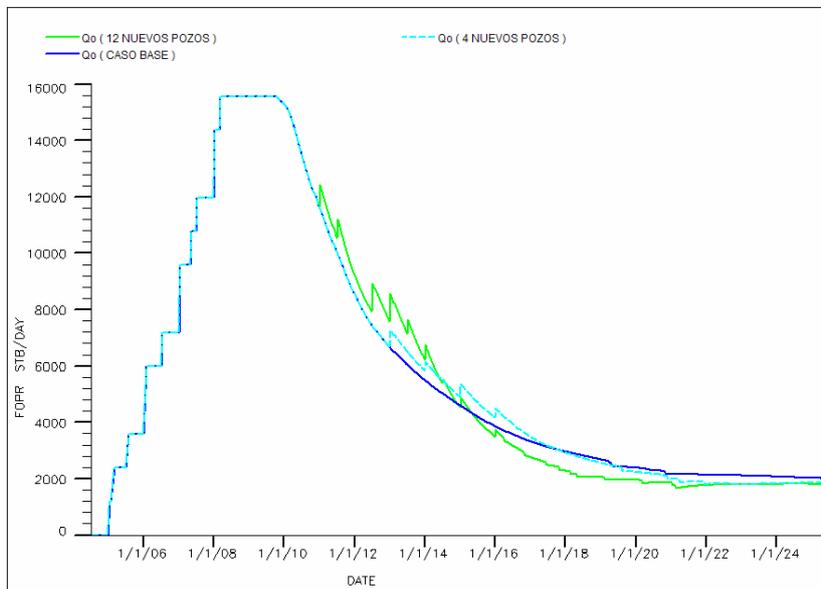


Fig. No. 22 Qo vs Tiempo - Caso 2

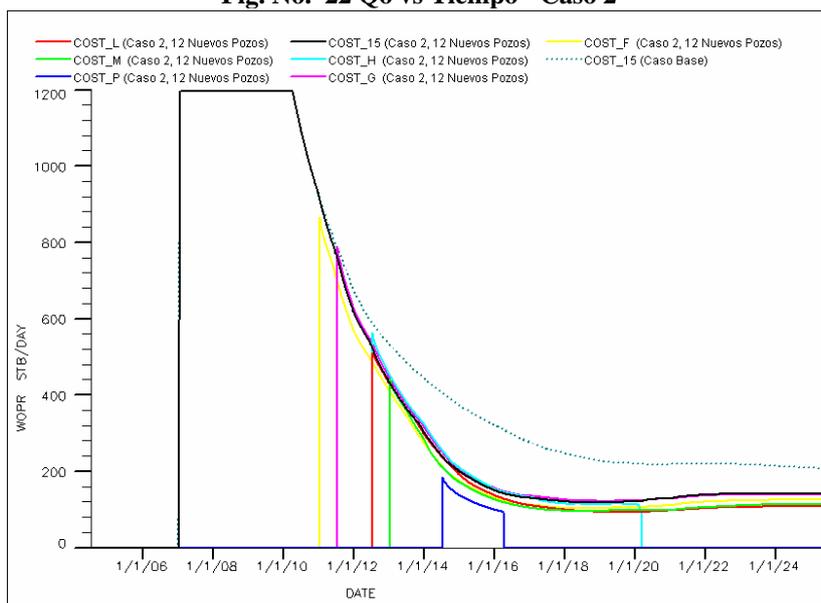


Fig. No. 23 Qo vs Tiempo (Pozo COST_15)

En conclusión, se puede establecer que en Yacimientos Naturalmente Fracturados no existe realmente el concepto de Radio de Drene, ya que debido al alto grado de transmisibilidad de este tipo de yacimientos que existen en la parte suroeste y parte marina de México, se pueden plantear esquemas de producción con un número menor de pozos perforados y terminados de una manera adecuada y que el realizarlo dependerá principalmente de las políticas de explotación que se tengan en la empresa y sobretodo de los análisis económicos que se realicen para determinar si el aceleramiento de la producción a través de la perforación de un número mayor de pozos perforados es una alternativa más rentable que la alternativa de plataforma de producción como se verá en el siguiente tema

IV.4 Plataforma de Producción

Para el concepto de plataforma de producción el objetivo consiste en analizar diversos escenarios de propiedades como el gasto de producción y la presión, contra el tiempo o el volumen de producción acumulado a fin de comparar cual es el que logrará optimizar resultados y por consecuencia minimizar costos.

El objetivo de este capítulo es demostrar mediante un modelo de simulación numérica que existe una plataforma de producción óptima para un yacimiento en donde se maximiza el factor de recuperación de hidrocarburos, la infraestructura de perforación y producción trayendo como consecuencia una relación VPN/VPI igual o mayor al caso cuando se desarrolla un campo para producir a gasto máximo.

Existe un número óptimo de pozos para una plataforma de producción que permite minimizar la infraestructura de explotación. Se ha demostrado que para yacimientos naturalmente fracturados en México, (y con base a un análisis de Nelson) que con tan sólo un 20% de los pozos productores recupera el 80% de la producción acumulada. Quiere decir que para alcanzar una producción máxima se requiere perforar del orden de 4 veces más pozos del óptimo. Esto permite plantear que con un número limitado de pozos se puede establecer una plataforma de producción óptima.

Utilizando el modelo de simulación del campo A se realizó una serie de corridas variando el gasto de la plataforma de producción. La Fig.54 muestra el comportamiento de producción para un gasto de 1, 3 y 5 MMBls de aceite/día. Se observa que a mayor gasto inicial la plataforma de producción tiene menor duración.

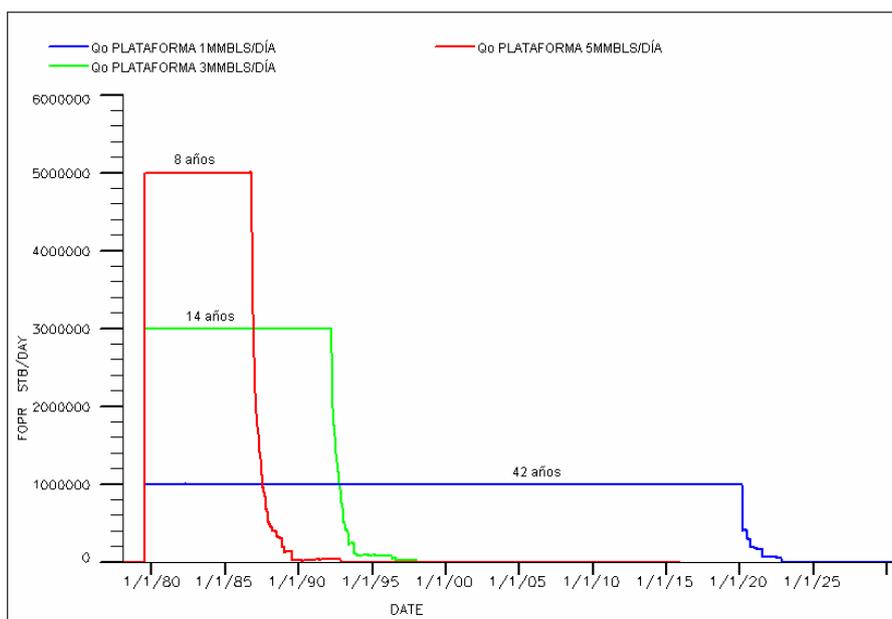


Fig. No. 24 Diferentes Plataformas de producción para el Campo A

La explotación de yacimientos fracturados a ritmos de producción moderados permite una eficiencia de desplazamiento vertical y areal óptima debido a que se maximiza las fuerzas viscosas. El avance ordenado y lento del contacto agua-aceite y/o gas-aceite permitirá un mejor comportamiento de las fuerzas capilares y gravitacionales. Eso trae como consecuencia una mayor recuperación de hidrocarburos y ahorro de energía en el yacimiento. Fig. 55, 56 y 57.

Para el caso donde la plataforma de producción a gastos bajos las caídas de presión yacimiento-pozo son menores permitiendo un movimiento de fluidos de manera ordenada, evitando formación de conos y/o canalizaciones de fluidos. Además, los mecanismos de producción por entrada de agua y/o casquete de gas tienen mayor efecto.

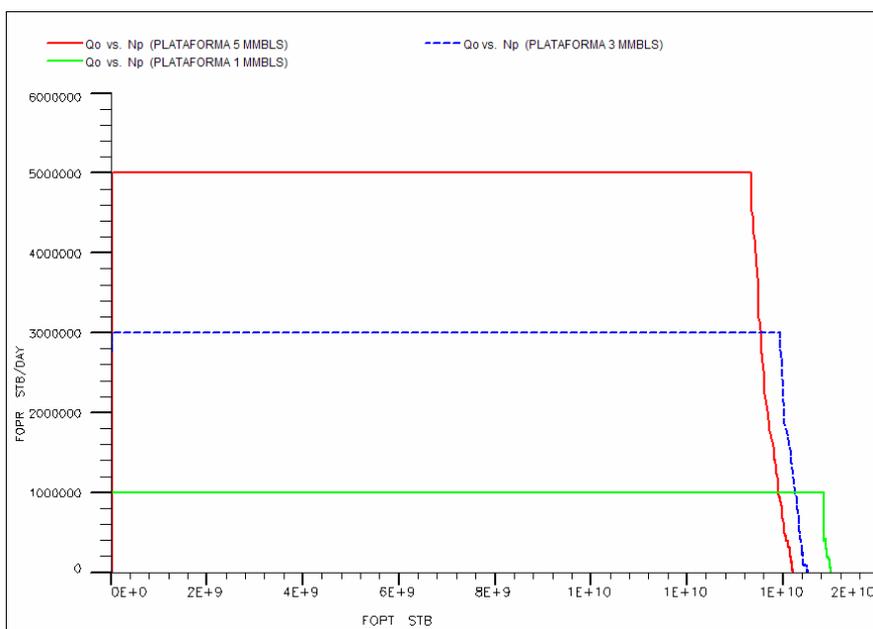


Fig. No. 25 Qo vs. Np (Diferentes Plataformas para el Campo A)

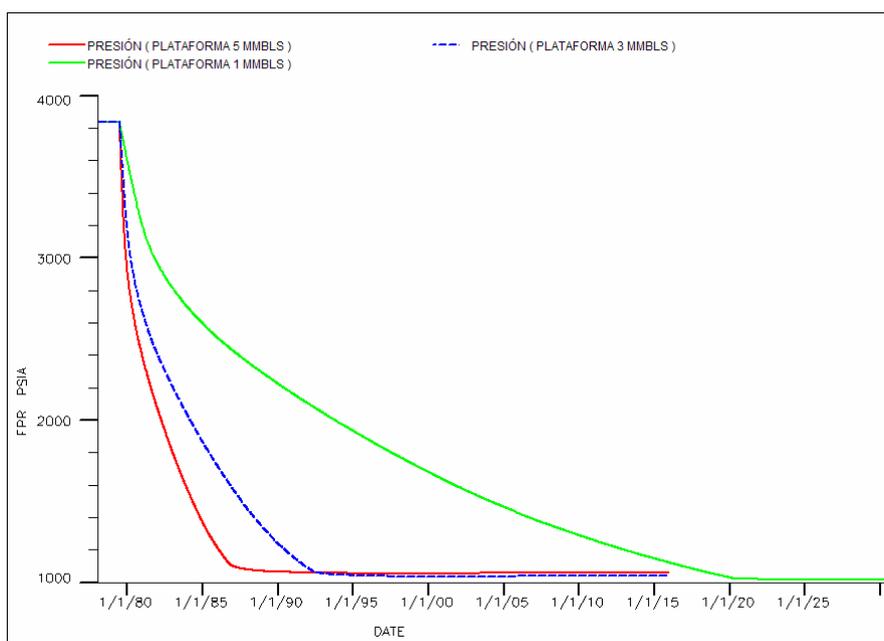


Fig. No. 26 Presión vs. Tiempo (Diferentes ritmos de producción, Campo A)

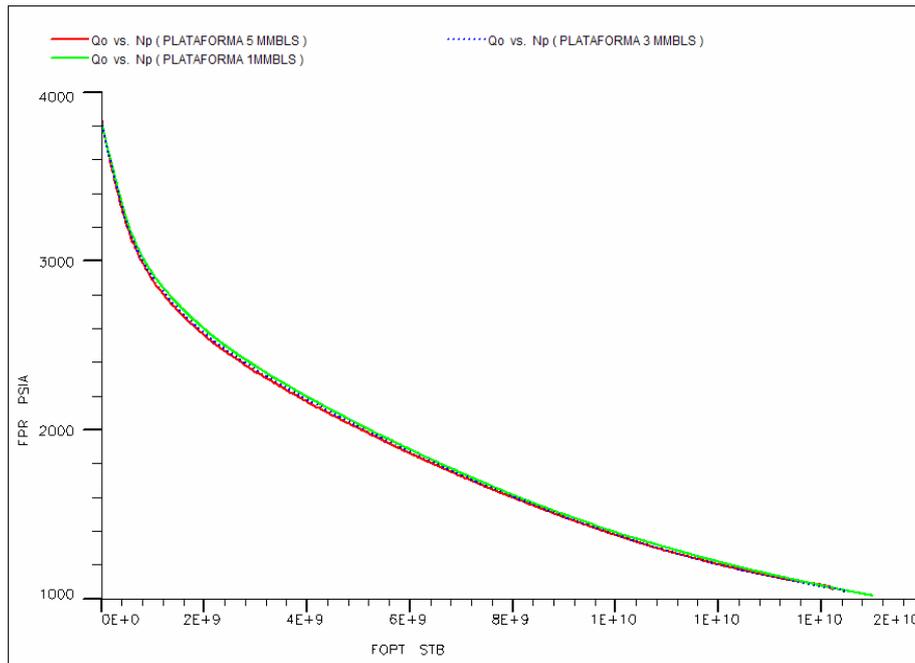


Fig. No. 27 Presión vs. Np (Diferentes ritmos de producción, Campo A)

Es de gran importancia señalar que con base a los resultados que se muestran en esta parte, el concepto de plataforma de producción tiene un efecto muy favorable en el comportamiento de producción de los yacimientos naturalmente fracturados y, en general, en el comportamiento de producción de todo tipo de yacimiento. Dentro de las principales ventajas se tienen las siguientes:

- ❖ Una mejor eficiencia de desplazamiento vertical y areal que maximiza el efecto de las fuerzas viscosas
- ❖ Un avance ordenado de los contactos agua-aceite y/o gas-aceite
- ❖ La caída de presión es menor, lo que genera un comportamiento ordenado del movimiento de fluidos en el yacimiento
- ❖ Una menor inversión como resultado de la perforación de un menor número de pozos debido a la alta transmisibilidad de los yacimientos naturalmente fracturados
- ❖ Como consecuencia de los puntos anteriores el factor de recuperación es mayor al término de la vida productiva del campo

Cabe recalcar con mucho grado de interés, nuevamente que la decisión de desarrollar un campo con yacimientos naturalmente fracturados dependerá de las políticas de explotación y del análisis económico para tomar la decisión de desarrollar el campo a gastos máximos, es decir, a través de la aceleramiento de la producción debido a la perforación de un mayor número de pozos o a través de una plataforma de producción en donde el número de pozos.

IV.5 Aporte Matriz-Fractura

A diferencia del tema de partición matriz-fractura, para este caso en particular lo que se pretende analizar es el comportamiento de producción de cada sistema de flujo poroso, como irá variando la producción y hacia donde tendrán tendencia los valores de porcentajes de partición referente al paso del tiempo, incluido también el porcentaje de aceite remanente en la matriz.

Existen varias propiedades de la roca y del fluido que se relacionan directamente con el sistema matriz-fractura, por ejemplo, la porosidad, permeabilidad, presión capilar y compresibilidad entre otras.

Particularmente la permeabilidad de la fractura es directamente proporcional al porcentaje de porosidad en la fractura. Su cálculo a partir de información de registros y geología deben de coincidir con la información derivada de pruebas de variación de presión.

Con base en el capítulo IV.2 en donde se analiza el efecto de la partición matriz-fractura, se utilizó el mismo modelo de simulación calculando el porcentaje de aporte de fluidos de cada sistema.

Para el Campo A, en la Fig. 58 se compara el comportamiento de producción para el caso de una partición 30-70 y 90-10 matriz-fractura. Cuando la partición es 30-70 el yacimiento tiene una alta capacidad de aporte dada su alta permeabilidad del medio fracturado. Además, el volumen que se encuentra en el sistema fracturado prácticamente es reserva recuperable por lo que permite mantener períodos largos de producción. Cuando la partición ahora es de 90% matriz y 10% fractura, el comportamiento refleja un cambio mucho más sensible en la caída de su producción, ya que la fractura al tener mucho menor porcentaje de fluidos deja de producir y por consecuencia a la matriz le será más complicado, dada su permeabilidad, producir los fluidos que permanezcan en ese medio poroso (matriz).

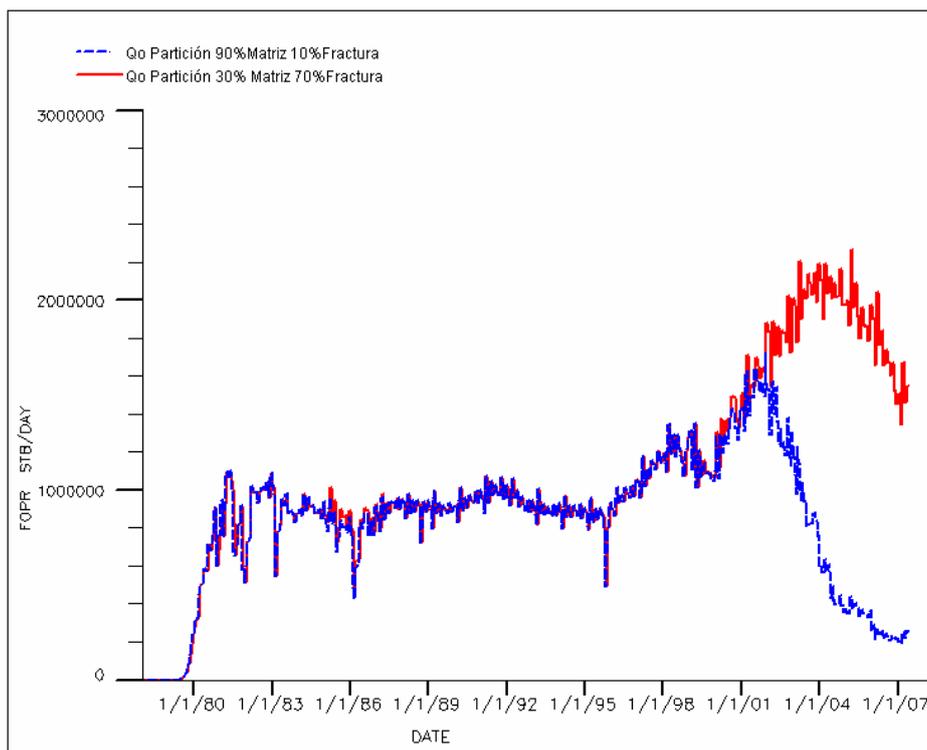


Fig. No. 28 Qo vs Tiempo Producción cuando existe mucha y poca cantidad de fluidos en matriz.

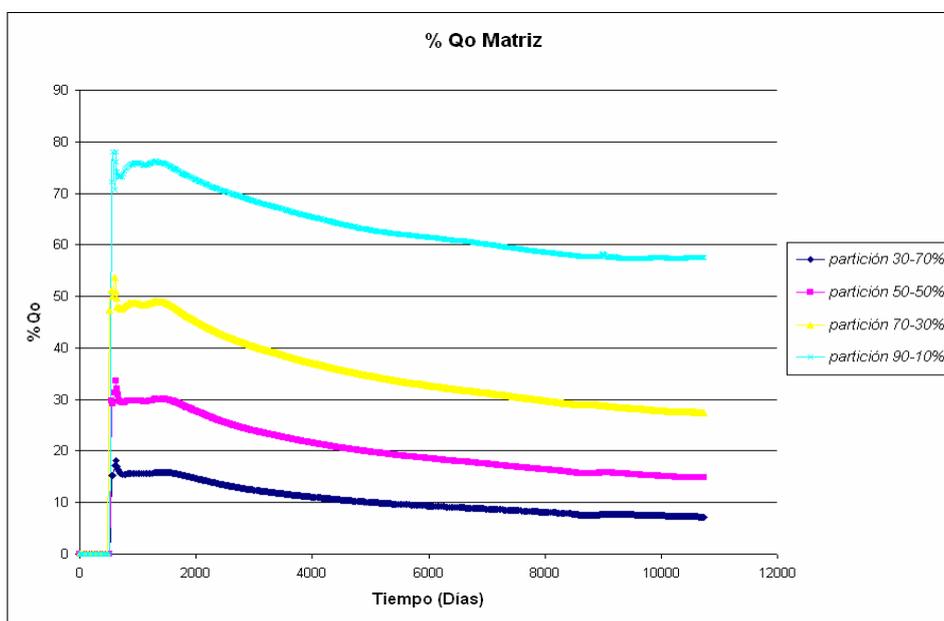


Fig. No. 29 %Qo en Matriz vs. Tiempo

Como resultado del análisis se determina que a medida que el porcentaje de partición en matriz aumenta, su participación en la producción total es mayor. Ver Fig. 59. Esto no quiere decir que a medida que se tenga más porosidad de matriz respecto al sistema total el factor de recuperación será mayor. En otras palabras, la Fig. 59 simplemente indica el porcentaje de gasto respecto al total que puede aportar cada sistema en función de su partición. El gasto de producción total no es el mismo para cada uno de los casos; y su magnitud es directamente

proporcional a la porosidad del sistema fracturado. De la misma manera la Fig. 60 muestra que es directamente proporcional el porcentaje de porosidad de fractura con el porcentaje de producción del mismo con respecto a la producción total.

Finalmente la Fig. 61 confirma que para un yacimiento fracturado en donde la movilidad y la mayor recuperación de los fluidos provienen de la fractura, el aceite remanente a través de la historia de explotación se quedará principalmente en la matriz. La Fig. 60 también muestra implícitamente que a medida que el porcentaje de porosidad de matriz aumenta, la vida productiva del yacimiento será más corta ya que se alcanza más rápidamente el total de aceite remanente. Para los otros casos, el tiempo para que la mayoría del aceite remanente quede solo en la matriz aumenta a medida que aumenta la partición de porosidad en fractura.

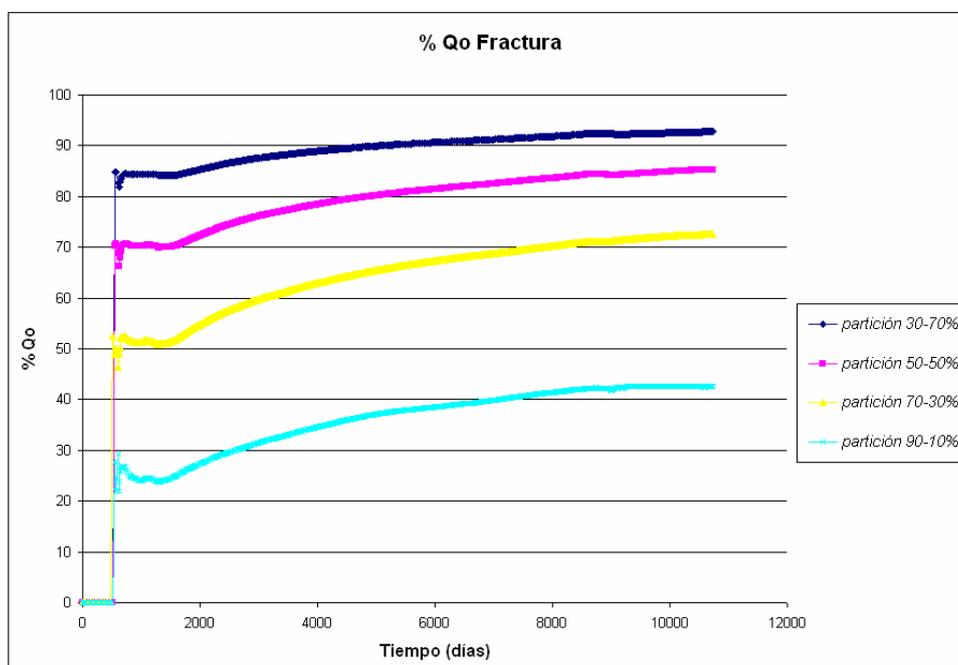


Fig. No. 30 %Qo en Fractura vs. Tiempo

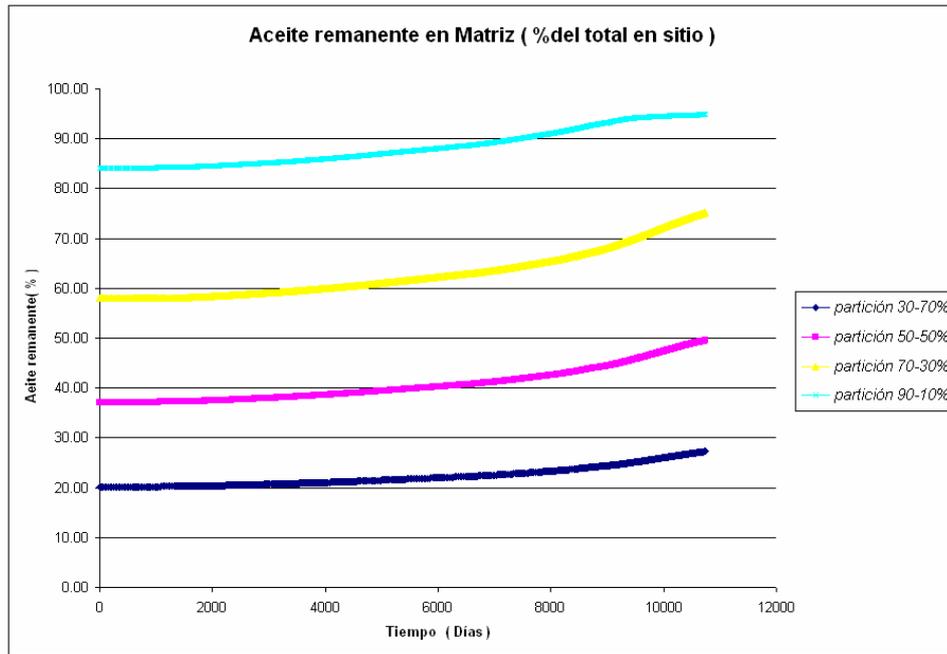


Fig. No. 31 %Aceite Remanente en Matriz vs. Tiempo

V. CONCLUSIONES

En términos generales la mayoría de trabajos y artículos sobre yacimientos naturalmente fracturados han desarrollado análisis de comportamientos con métodos analíticos y numéricos. Frecuentemente, como se observa en fuentes y referencias bibliográficas de este trabajo y otros más, los resultados de modelos analíticos se comparan y confirman con los modelos numéricos. Con base en el análisis de interferencia con el modelo numérico, se demuestra que al perforar más pozos se acelera el ritmo de extracción pero se incrementa el factor de declinación de la producción del yacimiento. Esto trae como consecuencia en la mayoría de los casos una reducción en la reserva recuperable debido a que se reduce la eficiencia de desplazamiento por efectos de canalización y/o conificación de agua o gas.

El trabajo enfatiza la necesidad de entender el concepto de número de pozos a perforar en un yacimiento naturalmente fracturado. En ese sentido, el objetivo de Petróleos Mexicanos es maximizar el valor económico de sus campos y en yacimientos naturalmente fracturados, una de las principales formas de obtener esta meta es la producción de aceite a través del concepto de plataforma, en donde la explotación del campo se hace con un número de pozos de tal forma que el aceite es extraído de acuerdo a un gasto constante, llamado plataforma de producción y el espacio liberado por la explotación de este fluido es ocupado de manera menos abrupta por agua o gas. Sin embargo también es importante analizar la alternativa de explotar los campos a gasto máximo en donde el número de pozos se incrementa con respecto a la alternativa de plataforma de producción y, en consecuencia, la decisión deberá ser tomada en función de los parámetros económicos que dicten cual de estas alternativas es más conveniente para las políticas que la empresa tenga al tiempo de realizar los estudios

- ❖ Se efectuó un análisis del comportamiento en yacimientos naturalmente fracturados con métodos analíticos y numéricos.
- ❖ Con los modelos numéricos generados se demuestra que para yacimientos naturalmente fracturados no existe el concepto de radio de drene por pozo. La ubicación de los pozos a perforar está en función principalmente del concepto de capacidad de flujo ($K \cdot h$).
- ❖ Se presentaron una serie de ecuaciones que determinan el volumen original, factor de recuperación, porcentaje de aporte, y saturaciones de cada sistema poroso
- ❖ Los resultados de los modelos analíticos se confirmaron con modelos numéricos.
- ❖ Los modelos analíticos se basaron en la aplicación de los conceptos de curvas de declinación, balance de materia, ecuación de Darcy y ecuaciones para el cálculo de propiedades petrofísicas (Ecuación de Archie) generando una serie de ecuaciones que permiten sustentar el desarrollo de los análisis gráficos del comportamiento de la producción y presión.
- ❖ Se demuestra que la Reserva Original de Hidrocarburos se puede calcular con base en los modelos analíticos y su representación gráfica.
- ❖ Los modelos analíticos por balance de materia y curvas de declinación, al igual que con los modelos numéricos arrojan los mismos valores de Reserva Original.

- ❖ Con las ecuaciones analíticas y el modelado numérico se demuestra que a medida que el porcentaje de porosidad de matriz aumenta, la vida productiva del yacimiento será más corta ya que se alcanza más rápidamente el total de aceite remanente.

Los resultados más importantes respecto al análisis con los modelos numéricos se mencionan a continuación:

- ❖ A mayor número de mecanismos de producción presentes, mayor será el Factor de recuperación de hidrocarburos.
- ❖ A mayor porosidad de fractura mayor recuperación, es decir, a mayor porcentaje de aceite en fractura mayor recuperación.
- ❖ El volumen original de hidrocarburos está directamente relacionado a la partición de porosidad matriz-fractura. A mayor porosidad de fractura mayor volumen original de hidrocarburos.
- ❖ El porcentaje de producción que aporta la matriz respecto al sistema total está en función de la partición de porosidad. A mayor porcentaje de matriz mayor porcentaje de aporte de la misma.
- ❖ Con base al análisis de interferencia con el modelo numérico, se demuestra que al perforar más pozos se acelera el ritmo de extracción pero se incrementa el factor de declinación de la producción del yacimiento. Esto trae como consecuencia en la mayoría de los casos una reducción en la reserva recuperable debido a que se reduce la eficiencia de desplazamiento por efectos de canalización y/o conificación de agua o gas.
- ❖ Se puede establecer que en Yacimientos Naturalmente Fracturados no existe realmente el concepto de Radio de Drene, ya que debido al alto grado de transmisibilidad de este tipo de yacimientos que existen en la parte suroeste y parte marina de México, se pueden plantear esquemas de producción con un número menor de pozos perforados y terminados de una manera adecuada y que el realizarlo dependerá principalmente de las políticas de explotación que se tengan en la empresa y sobretodo de los análisis económicos que se realicen para determinar si el aceleramiento de la producción a través de la perforación de un número mayor de pozos perforados es una alternativa más rentable que la alternativa de plataforma de producción como se verá en el siguiente tema
- ❖ En este trabajo se enfatiza el hecho de que existe para cada yacimiento una plataforma de producción óptima en donde se maximiza el factor de recuperación de hidrocarburos, la infraestructura de perforación y producción.

Recomendaciones:

- ❖ El presente trabajo constituye una guía para los ingenieros de campo y estudiantes para el análisis de comportamiento dinámico en yacimientos naturalmente fracturados.
- ❖ Para los tipos de yacimiento, se trató de una manera muy general las características principales que tiene un yacimiento homogéneo y un yacimiento naturalmente fracturado; esto puede enfatizarse en otro trabajo ya que solamente refiriéndose a las características

petrofísicas de un yacimiento se tienen muchos puntos a tratar, y en especial hablando de yacimientos naturalmente fracturados, ya que esas propiedades están tanto en fracturas como en matriz.

- ❖ Los modelos numéricos que se desarrollaron en el trabajo, cada uno de ellos puede ser tratado individualmente y con más esquemas y escenarios para realizar por ejemplo, una mejor explotación de un campo.
- ❖ En el caso de la interferencia entre pozos, se puede tener en cuenta lo escrito como una introducción a cualquier análisis de este tipo aplicado a un problema de campo, ya que muchas veces al perforar pozos con un buen arreglo geométrico, si no se conoce el comportamiento de presión y producción se puede llegar al error de explotar inadecuadamente al yacimiento y tener resultados no esperados así como también que pierda rentabilidad el proyecto.

NOMENCLATURA

A		área de flujo [L ²] (ft ² , m ²)
B_{α}		factor de volumen en la fase α [L ³ /L ³] (bls/bls)
B _g		Factor del volumen de gas [L ³ /L ³] (bls/ft ³)
B _{gi}		Factor de volumen inicial de gas [L ³ /L ³] (bls/ft ³)
B _{oi}		Factor de volumen inicial de aceite [L ³ /L ³] (bls /bls)
D		tasa de declinación [fracción, %]
F		Factor de formación definido como R_o/R_w o por las ecuaciones de Archie de flujo paralelo $1/\phi^m$
FRA		Factor de Recuperación del Aceite [fracción, %]
FRA _f		Factor de Recuperación de Aceite en la Fractura [fracción, %]
FRA _m		Factor de Recuperación en la Matriz [fracción, %]
G _{na}		= mNB _{oi} /B _{Gi} Volumen original de gas asociado. [L ³], (ft ³)
L		longitud del flujo [L] (ft,m)
$M_{\alpha} = \frac{k_{r\alpha}}{B_{\alpha} M_{\alpha}}$		movilidad relativa de flujo de la fase α
N		Volumen original de Aceite [L ³], (bls)
N _f		Volumen de Hidrocarburos ubicados en la fractura, [L ³], (bls)

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN YNF

N_m	Volumen de Hidrocarburos ubicados en la Matriz, $[L^3]$, (bls)
N_p	Volumen de aceite producido acumulado $[L^3]$, (bls)
P_i	Presión inicial del yacimiento $[M/LT^2]$ (psia, kPa, lbf/pg ²)
P_{wfp}	Presión promedio, $[M/LT^2]$ (psia, kPa, lbf/pg ²)
P_{wfx}	Presión de fondo del pozo, $[M/LT^2]$ (psia, kPa, lbf/pg ²)
$P_y(t)$	Presión a un tiempo (t) $[M/LT^2]$ (psia, kPa, lbf/pg ²)
Q_m	Gasto en la Matriz $[std L^3/T]$ (stb/día, m ³ /día)
Q_o	Gasto de Aceite, $[std L^3/T]$ (stb/día, m ³ /día)
Q_{op}	Gasto de aceite promedio, $[std L^3/T]$ (stb/día, m ³ /día)
Q_{ox}	Gasto de Aceite por pozo, $[std L^3/T]$ (stb/día, m ³ /día)
RNB	Relación neto/bruto [fracción]
ROA	Reserva Original de Aceite $N \cdot FRA [L^3]$ (bls)
ROA_f	Reserva Original de Aceite en la Fractura. $[L^3]$, (bls)
ROA_m	Reserva Original de Aceite. $[L^3]$, (bls)
R_p	Relación de producciones acumuladas gas total/aceite G_{pt}/N_p
RRA	Reserva Remanente de Aceite $N - ROA [L^3]$ (bls)

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN YNF

Rs	Relación de solubilidad (gas disuelto) [L ³ /L ³]
Rsi	Relación de solubilidad (gas disuelto) inicial [L ³ /L ³]
S	Factor de daño (skin factor)
Swi	Saturación inicial de agua [fracción]
Sw _{if}	Saturación de agua inicial en la fractura. [fracción]
Tw	factor de conexión de pozos [L ³] (mD*ft, m ³)
V _p	Volumen del poro [L ³] (ft ³ , m ³)
V _{pi}	Volumen de poros interconectados [L ³] (ft ³ , m ³)
V _r	Volumen de Roca [L ³] (ft ³ , m ³)
We	Entrada de agua al yacimiento @ C.Y. [L ³] (bls)
W _p	Producción acumulada de agua [L ³] (bls)
b	Número positivo, representa la primera derivada de la relación de pérdida. Parámetro que indica el tipo de declinación
c	compresibilidad [LT ² /M] (psi ⁻¹)
c _w	compresibilidad del agua [LT ² /M] (psi ⁻¹)
d	constante de declinación [1/T]

h	espesor del intervalo completo [L] (ft, m)
k	permeabilidad, [L ²] (mD, \square m ²)
k_e	permeabilidad efectiva, [L ²] (mD, \square m ²)
k_B	permeabilidad del bloque [L ²] (mD, \square m ²)
k_f	permeabilidad en la fractura [L ²] (mD, \square m ²)
k_m	Permeabilidad en la matriz [L ²] (mD, \square m ²)
$k_{r\alpha}$	permeabilidad relativa de la fase α
m	Exponente de cementación
p_{gb}	presión del bloque [M/LT ²] (psia, kPa, lb _f /pg ²)
p_i	presión inicial [M/LT ²] (psia, kPa, lb _f /pg ²)
p_w	presión en el pozo [M/LT ²] (psia, kPa, lb _f /pg ²)
p_{wb}	presión del pozo {para bloques de modelos de simulación} [M/LT ²] (psia, kPa, lb _f /pg ²)

q	gasto, [std L ³ /T] (stb/día, m ³ /día)
q_{α}	gasto del fluido en la fase α [std. L ³ /T] (stb/d, m ³ /d)
q_f	gasto en la fractura [std L ³ /T] (stb/día, m ³ /día)
q_i	gasto inicial [std L ³ /T] (stb/día, m ³ /día)
q_o	gasto de aceite [std L ³ /T] (stb/día, m ³ /día)
q_{oi}	gasto inicial de aceite [std L ³ /T] (stb/día, m ³ /día)
r_e	radio de drene [L] (ft, m)
r_o	radio equivalente del bloque [L] (ft, m)
r_w	radio del pozo [L] (ft, m)
s	espaciamiento uniforme [L] (ft, m)
t	tiempo [T]
\bar{u}	velocidad de flujo [L/T] (cm/s, ft/s)
w	apertura uniforme [L] (ft,m)

β	coeficiente de velocidad No-Darciano [1/L], (cm ⁻¹ , ft ⁻¹)
Δp	diferencial de presión ($p_1 - p_2$), [M/LT ²] (psia, kPa)
ϕ	porosidad [fracción]
ϕ_c	porosidad del núcleo [fracción]
ϕ_e	porosidad efectiva (fracción)
ϕ_f	porosidad de la fractura [fracción]
ϕ_m	porosidad de la matriz [fracción]
ϕ_T	porosidad total [fracción]
μ	viscosidad [cp]
μ_α	viscosidad en la fase α [M/LT] (g/(cm*s), Pa*s)
π	cociente de una longitud de circunferencia y su diámetro (3.141592...)
ρ	densidad [M/L ³] (lb _m /ft ³ , kg/m ³ , g/cm ³)

Lista de Figuras.

	Página
Fig. 1 Recursos de Aceite Descubierta	2
Fig. 2 Clasificación de Nelson de Yacimientos Naturalmente Fracturados. (Sistema Matriz-Fractura)	12
Fig. 3 Clasificación de Nelson de Yacimientos Naturalmente Fracturados (Simple-Doble Porosidad)	14
Fig. 4 Curvas de Presión Capilar (adaptación Coalson et. al)	15
Fig. 5 Ejemplo de un sistema natural de fracturas en un volumen de yacimiento representativo.	19
Fig. 6 Comparación de las correlaciones de la compresibilidad del volumen de poro de Hall y Newman con Post y Berg.	21
Fig. 7 Esquema de la Ley de Darcy para un flujo lineal en estado estacionario	21
Fig. 8 Representación del corte paralelo aproximado para las fracturas	22
Fig. 9 Esquema de un yacimiento en bloques	24
Fig. 10 Ejemplo de un Modelo Geológico	30
Fig. 11 Ejemplo representativo de bloques centrados en dimensión areal.	31
Fig. 12 Ejemplo representativo en bloques centrados en forma de corte seccional.	32
Fig. 13 Gráfica Profundidad vs. Presión en un sistema agua-aceite mostrando el desarrollo de la Presión Capilar.	34
Fig. 14 Ejemplo de un Modelo de Simulación	38
Fig. 15 Ejemplo de un modelo 2D (Areal)	39
Fig. 16 Ejemplo de un modelo 2D(corte seccional)	39
Fig. 17 Ejemplo de un ajuste de historia	42
Fig. 18 Ejemplo de pronóstico de producción a un cierto tiempo	44
Fig. 19 Funciones de declinación de ARPS, Q vs. T.	45

Fig. 20	Funciones de declinación de ARPS, Q vs. N_p	47
Fig. 21	Proceso continuo	47
Fig. 22	$Q_o = \text{constante}$, $\partial P_y / \partial N_p = \text{constante}$. Ecuación de Balance de Materia-modelo doble porosidad.	49
Fig. 23	$P_y = \text{constante}$, $\partial Q_o / \partial N_p = \text{constante}$. Ecuación de Declinación Exponencial-modelo doble porosidad.	51
Fig. 24	$P_y = \text{constante}$, $\partial Q_o / \partial N_p = \text{constante}$. Ecuación de Declinación Exponencial-modelo doble porosidad.	52
Fig. 25	$\partial Q_{ox} / \partial N_p = \text{constante}$. Ecuación de Declinación Exponencial-modelo doble porosidad.	54
Fig. 26	Gasto Promedio declinando exponencialmente. Ecuación de Declinación Exponencial-modelo doble porosidad.	54
Fig. 27	Gasto Promedio declinando exponencialmente. Ecuación de Declinación Exponencial-modelo doble porosidad.	55
Fig. 28	Sensibilidad de Aceite en Fracturas	58
Fig. 29	Sensibilidad de Aporte de Fracturas	58
Fig. 30	Sensibilidad de Factor de Recuperación de Aceite en la Matriz.	59
Fig. 31	Diagrama esquemático del proceso de simulación numérica de yacimientos	61
Fig. 32	Recuperación por mecanismos de empuje.	62
Fig. 33	Q_o vs. Tiempo, Gasto Constante	64
Fig. 34	P vs. N_p Diferentes Mecanismos de Producción	65
Fig. 35	P vs. Tiempo, Diferentes Mecanismos de Producción	65
Fig. 36	P vs. N_p , Partición	69
Fig. 37	P vs. Tiempo, Partición	69
Fig. 38	Campo B, Caso Base (13 pozos)	70
Fig. 39	Campo B, Caso 1 (13+4 nuevos pozos)	71
Fig. 40	Campo B, Caso 2 (13+12 nuevos pozos)	71

Fig. 41	Qg vs. Gp. Campo B	72
Fig. 42	Qo vs. Np, Campo B	72
Fig. 43	Qg vs. Tiempo, Campo B	73
Fig. 44	Qo vs. Tiempo (Pozo COST_C)	73
Fig. 45	Qg vs. Tiempo (Pozo COST_C)	74
Fig. 46	Presión vs. Tiempo (COST_C)	74
Fig. 47	Presión vs. Tiempo (COST_15)	75
Fig. 48	Pozo COST_C (CASO BASE)	75
Fig. 49	Pozo COST_C (CASO 1)	75
Fig. 50	Pozo COST_15 (CASO BASE)	76
Fig. 51	Pozo COST_15 (CASO 2)	76
Fig. 52	Presión vs. Tiempo, Caso 2	77
Fig. 53	Qo vs. Tiempo (Pozo COST_15)	77
Fig. 54	Diferentes Plataformas de producción para el Campo A	78
Fig. 55	Qo vs. Np (Diferentes Plataformas para el Campo A)	79
Fig. 56	Presión vs. Tiempo (Diferentes ritmos de producción. Campo A)	79
Fig. 57	Presión vs. Np (Diferentes ritmos de producción, Campo A)	80
Fig. 58	Qo vs. Tiempo. Producción cuando existe mucha y poca cantidad de fluidos en matriz.	82
Fig. 59	%Qo en Matriz vs. Tiempo	82
Fig. 60	%Qo en Fractura vs. Tiempo	83
Fig. 61	%Aceite Remanente en Matriz vs. Tiempo	84

Lista de Tablas

		Página
Tabla 1	Parámetros petrofísicos comunes	14
Tabla 2	Recuperación de Yacimientos Naturalmente Fracturados como porcentaje (%) del aceite original (N)	16
Tabla 3	Recuperación de Yacimientos Naturalmente Fracturados como (%) del gas original (G)	16
Tabla 4	Análisis de Curvas de Declinación. Resultados Preliminares de los Modelos Analíticos	48
Tabla 5	Análisis de Curvas de Declinación. Resultados preliminares de los Modelos Analíticos	55
Tabla 6	Factor de Corrección	67
Tabla 7	Porosidad Total Corregida	67
Tabla 8	Valores de Porosidad Matriz-Fractura	68
Tabla 9	Corroboración del Volumen de Hidrocarburos (N) aproximadamente constante.	68

Bibliografía:

1. Abou-Kassem, Jamal H.; Ali, Farouq; Islam, Rafiq. *"Petroleum Reservoir Simulation"*. Gulf Professional Publishing. Houston, TX. 2006.
2. Aguilera, Roberto. *"Recovery Factors and reserves in Naturally Fractured Reservoirs"*. Journal of Canadian Petroleum Technology. Alberta, CAN. 1999
3. Ahmed, Tarek; *"Reservoir Engineering Handbook"*; Gulf Publishing Company; Houston, TX; 2000.
4. Arps, J.J.; *"Analysis of Decline Curves"*; SPE (1944).
5. Coats H. Keith; *"SPE02367 Use and Misuse of Reservoir Simulation Models"*; Society of Petroleum Engineers, 1969.
6. Coats H. Keith; *"SPE10020 Reservoir Simulation State of Art"*, Society of Petroleum Engineers, 1982.
7. Craft B. C. & Hawkins, M.F. *"Applied Petroleum Reservoir Engineering"*, Prentice Hall, New Jersey. 1959.
8. Dandona, A.K.; Alston R. B & Braun, R.W.; *"SPE22357 Defining Data Requirements for a Simulation Study"*, Society of Petroleum Engineers, 1992.
9. Dake, L.P.; *"The Practice of Reservoir Engineering"*, Elsevier; Edinburgh, Scotland; 1994.
10. Ertekin, Turgay; Abou-Kassem, Jamal; King, Gregory R. *"Basic Applied Reservoir Simulation"*. SPE textbook series, vol. 7. Richardson, TX, 2001.
11. Garaicochea, Francisco; Bashbush, José Luis; *"Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos"*, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería; México, D.F.;
12. Mattax Calvin C. & Robert Dalton; *"Reservoir Simulation"*, Society of Petroleum Engineers, Monograph, Vol. 13, Richardson, TX; 1990.
13. Matthews C.S.; *"SPE 15278 Transient Semisteady State and Steady State Flow"*, Society of Petroleum Engineers, 1985.
14. McCain, William; *"The Properties of Petroleum Fluids"*, PennWell Publishing Books Company; Second edition; Tulsa, Oklahoma; 1990.
15. Miller, Mark A., *"Naturally fractured reservoir engineering"*, Lucid reservoir technologies. Austin, TX, 2006.
16. Nelson, Ronald A. *"Geologic analysis of naturally fractured reservoirs"*, Gulf Professional Publishing. Second Edition. Houston, TX, 2001.
17. Rossen W.R; Kumar A.T.A; *"SPE28700 Effect of fracture relative permeabilities on performance of naturally fractured reservoirs"*. 1994.
18. Saidi, Ali; *"Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs (Fundamental and Practical Aspects)"*; TOTAL Edition Presse; Paris, France; 1986
19. Slider H.C.; *"Petroleum Reservoir Engineering Methods"*, PennWell Publishing Company; Tulsa, Oklahoma; 1976.

20. Vicencio, Omar Alan, "*Nitrogen injection into naturally fractured reservoirs*", The University of Texas. Austin, TX, 2007.