

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS
NATURAL Y PETROQUÍMICA



**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN RESERVORIO NATURALMENTE
FRACTURADO EN ROCAS SILICOCLÁSTICAS – FORMACIÓN
MOGOLLÓN LOTE X**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

ELABORADO POR:

JOSÉ MIGUEL DORIVAL VARGAS
PROMOCIÓN 2005 – 2

LIMA – PERÚ
2008

Índice

1. Objetivo	6
2. Introducción	7
3. Conceptos – Reservorios Naturalmente Fracturados	10
4. Modelo Estático	17
5. Marco Teórico	
5.1 Introducción a la Simulación Numérica de Reservorios	20
5.2 Introducción a la Simulación Numérica de Reservorios Fracturados	37
6. Modelo Dinámico	18
6.1 Grilla de Simulación	46
6.2 Modelo de Fluidos	47
6.3 Modelo Roca –Fluido	49
6.4 Permeabilidades Relativas	50
6.5 Presión Capilar	53
7. Caracterización de las Fracturas Naturales	59
8. Proceso para Elaboración de propiedades de Fracturas Naturales	60
9. Permeabilidad de Fracturas Naturales	62

10. Espaciamiento de Fracturas Naturales	64
11. Porosidad de Fracturas Naturales	66
12. Modelo Roca Fluido – Fracturas Naturales	68
13. Inicialización del Modelo Doble Porosidad	69
14. Petróleo Original In Situ (POIS)	70
15. Ajuste de Historia	71
16. Pronóstico de Producción	74
17. Perforación InFill	75
18. Inyección de Gas	79
19. Variables de la inyección de gas	
19.1 Gas Inyectado	87
19.2 Producción de Agua	88
19.3 Factor de Recuperación de Petróleo	89
19.4 Volúmenes Admitidos de Gas	90
19.5 Relación Gas – Petróleo	91
18. Conclusiones	92
19. Referencias y Bibliografía	94

1. OBJETIVO:

Mogollón, es una de las principales formaciones productivas de la Cuenca Talara. El lote X tiene un acumulado total de 465 MMbbls de petróleo, de los cuales, 167 MMbbls corresponden a la Fm. Mogollón, el POIS (Petróleo Original In Situ) de esta formación es de 2500 MMbbls. representando un factor de recuperación de aprox. 8% .

Agregar un 2% de factor de recuperación significa aproximadamente 60 MMbbls, lo cual será factible, en las condiciones actuales, solamente con una mejor caracterización de dicho reservorio y la puesta en marcha de alternativas de desarrollo expresada en proyectos de inversión. El presente trabajo muestra la caracterización de dicha formación en una parte del Lote X (llamado Segmento 2), la cual servirá para extrapolar al total del área del activo, generando así estrategias de desarrollo como la perforación In-Fill o la Inyección de Gas, que le proporcionarán al activo un importante agregado de valor.

La parte fundamental de este trabajo es la Simulación Numérica de un Reservorio Naturalmente Fracturado, poniendo a la formación Mogollón como caso, para llegar a este objetivo se efectuó un arduo trabajo para obtener la caracterización del la formación mogollón como un reservorio *Naturalmente Fracturado*, para lo cual se empleó la información disponible de núcleos, perfiles de imágenes, muestreos de campo, afloramientos y una adecuada selección de las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares así como la orientación, la densidad y la apertura de fracturas naturales.

Finalmente en el trabajo se muestra el gran potencial de esta formación para la Perforación In Fill de Pozos y la Recuperación secundaria por inyección de Gas, a través de unos casos, los cuales harían extensibles los resultados a bloques análogos con las mismas características de formación y de fluidos.

2. INTRODUCCIÓN

La cuenca Talara ubicada al Noroeste del Perú es una de las más maduras en todo el continente, La cuenca Talara tiene una extensión de 23,000 Km² con límites al sur en el río Chira, al Norte en la quebrada Máncora, al Este delimitada por los afloramientos Amotapes y al Oeste por el Zócalo Continental; Su característica Principal es ser una cuenca Ante arco con una tectónica muy activa y por ende un gran fallamiento en sus unidades productoras.

El Lote X Operado por Petrobras Energía S.A. cuenta con un área de 470 km² y 4700 pozos perforados distribuidos en 17 yacimientos, el lote fue tomado por la compañía el 2001, la producción se inició en 1910.

El presente trabajo se ubica en el yacimiento Zapotal en la parte Este del Lote X, este yacimiento tiene una producción actual de 1450 bopd, de los cuales, 650 Bls. son producidos por la formación Mogollón, representando el 45% de la producción del yacimiento.

La producción diaria de petróleo de la formación Mogollón en el Yacimiento es (650 Bls/d) así como el gran volumen de petróleo remanente alienta a estudiar el potencial que tiene esta formación, tanto por producción primaria como por secundaria a través de un método de inyección.

El bloque cuenta con una extensión de 4.53 Km², el número de pozos que atraviesan la formación Mogollón en el Bloque es de 23, encontramos un pozo con núcleo al cual se le realizó una descripción completa, para su caracterización en el modelado geológico y la distribución de propiedades de roca, así como para diferenciar las propiedades roca fluido a utilizar en los diferentes tipos de rocas en la formación Mogollón.

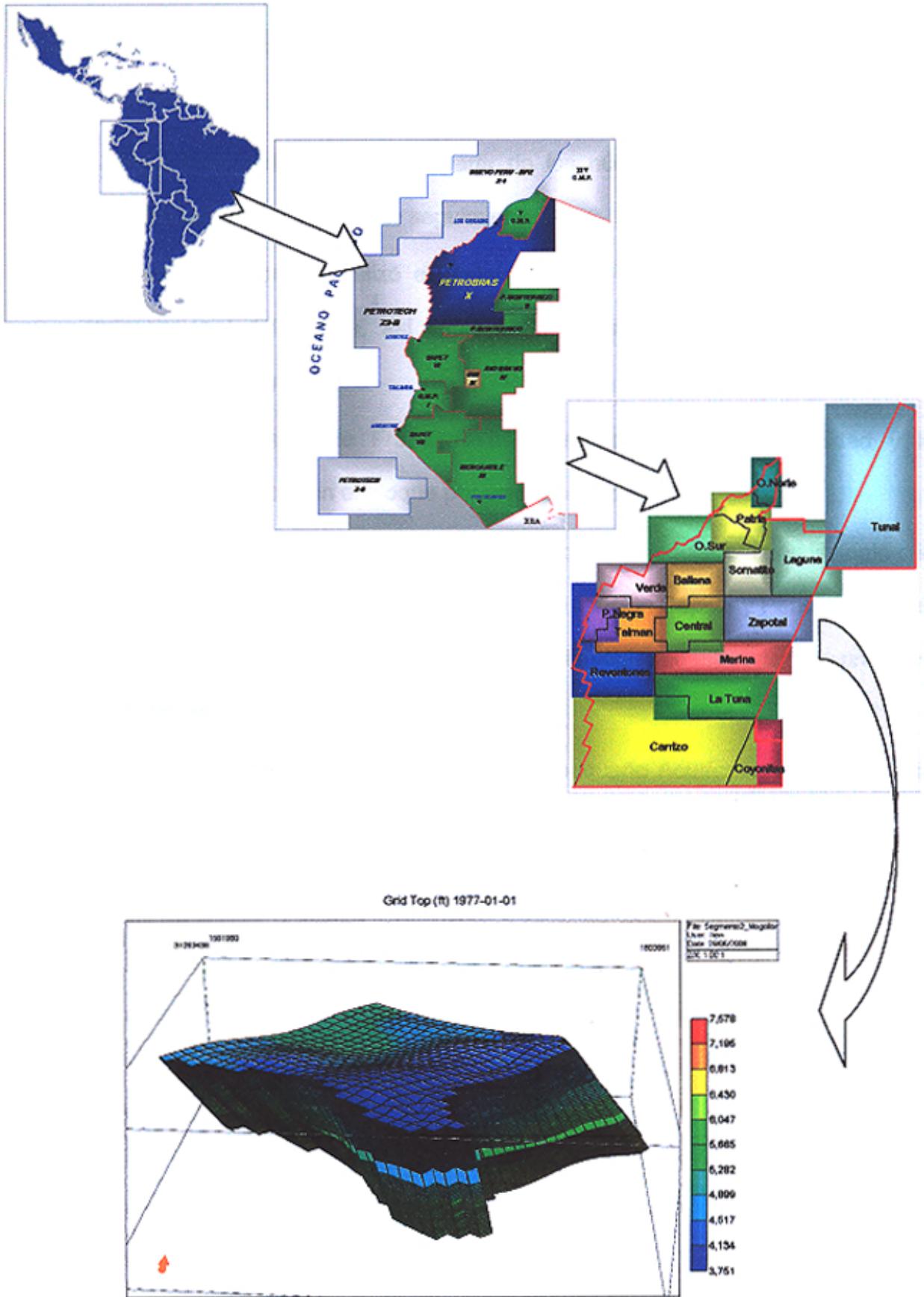


Figura 1. Ubicación

Se pueden encontrar aspectos claves y fundamentales que han hecho exitoso el trabajo de los cuales son mencionados:

1. **La caracterización geológica, a partir de los núcleos y registros litológicos o también llamados registros de seguimiento.**
2. **Modelado estático, se utilizó el software Petrel 2007 para la caracterización tridimensional del bloque, así como para la distribución de las propiedades petrofísicas de la roca.**
3. **Modelado y arreglo de Fracturas naturales, así como su densidad y la distribución de estas en el bloque por unidades productoras.**
4. **Propiedades Rocas-Fluido, a partir de los núcleos y asociado a una litología con distintas propiedades se generaron curvas de Presión Capilar y Permeabilidades Relativas para cada una de las distintas litologías dentro de las unidades productoras.**
5. **Para el Ajuste de Historia se consideró un pequeño Acuífero de ser necesario por la producción de agua actual.**
6. **Para la Inyección de Gas, los diferentes casos que se generaron a partir de las simulaciones nos dieron la mejor estrategia a desarrollar.**

3. Conceptos Básicos para Reservorios Naturalmente Fracturados

En el mundo existe una gran cantidad de reservorios naturalmente fracturados, en muchos yacimientos estos pueden ser de extensiones pequeñas alrededor de kilómetros ó muy grandes en cientos de kilómetros, y pueden estar presentes en Rocas Carbonatadas o Rocas Sedimentarias, Actualmente muchos de estos reservorios en el mundo están siendo estudiados, debido a la gran capacidad de flujo que muestran para los fluidos, y a su vez a la producción de los mismos.

Existen muchos reservorios Naturalmente Fracturados en el mundo, hablaremos de un ejemplo que nos ayudo a realizar este trabajo para el caso de la formación Mogollón.

La Formación Sprayberry, para el año 1949 la formación Sprayberry fue considerada el mas grande campo de petróleo en el mundo. El factor de recuperación primario se anticipó a ser un factor relativamente bajo, alrededor del 10%, en un esfuerzo para incrementar el factor de recobro en muchos yacimientos donde se encontraba presente esta formación, se comenzó un proceso de inyección de agua a finales de 1950, la inyección de agua para algunos yacimientos fue moderadamente exitosa.

El caso particular para estos resultados no tan exitosos de la inyección de agua fue el Campo E.T.O'Daniel. La recuperación por inyección de agua en este caso excedía el 25% del Petróleo Original In Situ. El resultado fallido de la inyección de agua en Sprayberry se le atribuía a la baja permeabilidad de matriz y las extensiones de las fracturas naturales.

Muchos estudios se llevaron a cabo par entender las características de las fracturas naturales de Sprayberry, sin embargo las características del arreglo de fracturas y la interacción con el soporte de la matriz fue lo menos entendido.

Sobre los siete últimos años, interferencia, respuestas iniciales, trazadores entre pozos, pruebas de restauración de presión, pruebas de fall-off, núcleos en pozos horizontales, modelado del enmallado de las fracturas naturales, estudios de aflojamientos, perfiles de fracturas, pruebas de producción y algunos datos mas obtenidos en los perfiles adquiridos fueron integrados para incrementar el entendimiento del sistema fracturado de Sprayberry.

La formación Sprayberry fue depositada durante el periodo Permiano, en la cuenca de Midland, La formación esta comprendida por abanicos submarinos y depósitos planares en la cuenca con una compleja estratigrafía compuesta de arena, arcilla, limonitas inter cruzadas. Núcleos analizados y perfiles de pozo muestran que el reservorio es caracterizado por la baja porosidad y la baja permeabilidad. Las permeabilidades están en el orden de 0.05 md. Ó menores con un rango de porosidades de 6 a 14%. La permeabilidad efectiva del reservorio es determinada de las pruebas de restauración de presión, step rate test o análisis avanzado de declinación, estos valores se encuentran en el rango de 1 a 200 md. Se interpretó que la principal contribución para la permeabilidad efectiva es del sistema fracturado. La formación fue subdividida en tres principales intervalos los cuales son, bajo, medio y superior Sprayberry, los cuales se encontraban a una profundidad promedio de 7200', 7400' y 8000' pies respectivamente.

Datos de aflojamientos y pruebas de restauración de presión así como de interferencia entre pozos indicaban que la mayoría de fracturas son cortas y no conectadas entre pozos.

Las longitudes individuales de fractura parecían ser cortas, en este estado natural se puede observar en las mediciones de aflojamientos. Las etapas finales de las pruebas de restauración de presión soportan el concepto de fracturas semi-desconectadas lateralmente en el reservorio. Esto resultó en un alto porcentaje de fracturas no conectadas hidráulicamente, aunque aun siendo así el valor de permeabilidades obtenidos en las

pruebas de formación era mayor a 1 md. , un valor mucho mayor que la permeabilidad de fractura.

Se generó en el campo ensayos de inyektividad o fall-off para obtener la dirección u' orientación de las fracturas, ensayos de interferencia para obtener las longitudes de estas fracturas y así poder generar un modelo que represente el arreglo de fracturas naturales.

Esta formación después de modelar un enmallado de fracturas naturales, el cual caracterizó mejor la formación Sprayberry, ayudo mucho al entendimiento del movimiento de los fluidos, es así que se obtuvieron modelos dinámicos los cuales se usaron para las distintas alternativa de desarrollo del campo, es así como ahora esta formación es una de las mas conocidas en el mundo y de mucho entrenamiento para probar nuevas técnicas de recuperación de hidrocarburos en reservorios naturalmente fracturados.

El flujo de yacimientos naturalmente fracturados ha sido clasificado por Nelson en 4 tipos basado en la capacidad de almacenaje y capacidad de flujo de la matriz y las fracturas. La definición de los cuatro tipos de sistemas fracturados según Nelson (Doctor en Geología Estructural y Mecánica de rocas, 1975 Texas A&M University y Consultor, Broken N Consulting Inc.) son:

- Tipo I: Las fracturas proveen la capacidad esencial de almacenamiento y permeabilidad en el yacimiento. La matriz tiene baja porosidad y permeabilidad.
- Tipo II: La matriz de la roca provee la capacidad esencial de almacenamiento y las fracturas proveen la permeabilidad esencial en el yacimiento. La matriz de la roca tiene baja permeabilidad pero puede tener porosidad baja, moderada o aun alta porosidad.
- Tipo III: Las fracturas proveen permeabilidad para ayudar en un yacimiento que es económicamente producible que tiene buena porosidad en la matriz y permeabilidad.
- Tipo IV: Las fracturas no proveen una capacidad de almacenamiento o capacidad de flujo importante en un yacimiento, por el contrario pueden crear anisotropía (barreras al flujo)

Nelson ha propuesto el método de simulación requerido para yacimientos fracturados: doble permeabilidad, doble porosidad, o porosidad simple basado en el sistema de clasificación de fracturas. Figura 3

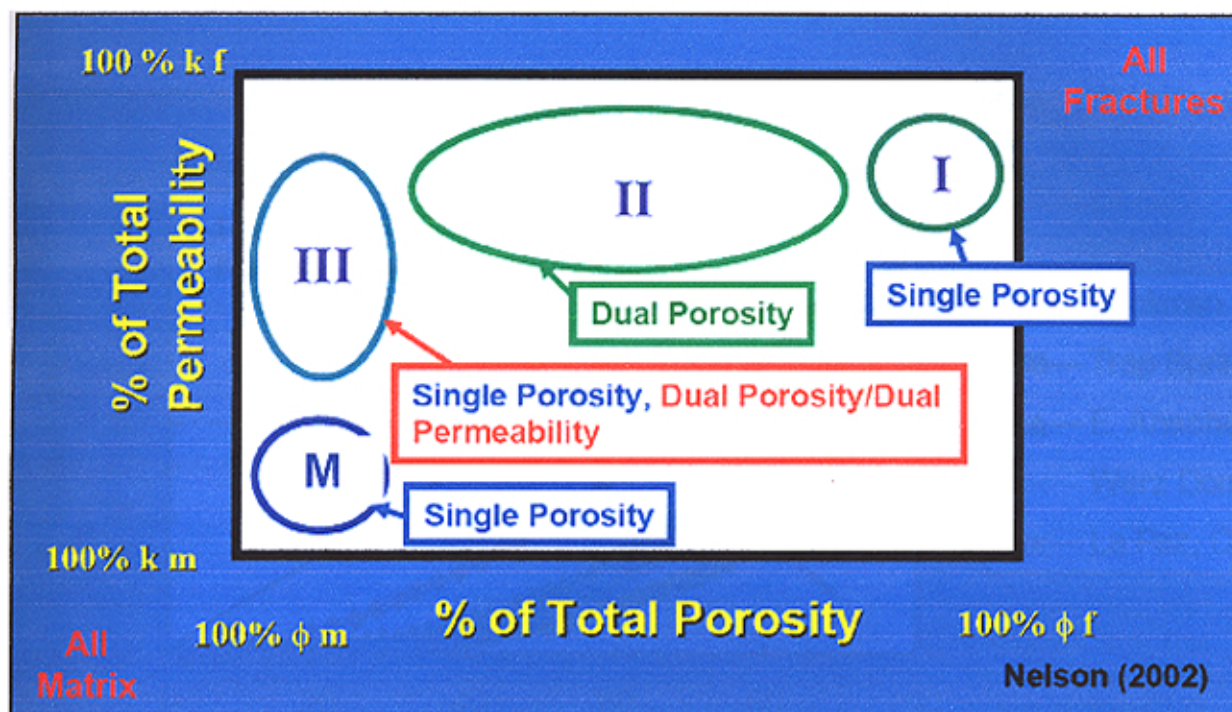


Figura 2. Sistemas Fracturados de Doble Porosidad vs. Doble Permeabilidad (Nelson)

La Metodología propuesta por Nelson para analizar la producción individual según la clasificación del sistema de fracturas ha sido aplicada en la Formación Mogollón.

El acumulado por pozo se ordena de menor a mayor y el porcentaje acumulado de petróleo se grafica contra el porcentaje del número de pozos. La Figura 4. es tomada de Nelson (2002) y muestra algunos de los Campos análogos a partir de los cuales se derivó su clasificación. Mientras mas se desvíe la línea (líneas amarilla y azul en la Figura 4.), menor el numero de pozos que están contribuyendo al total del acumulado de petróleo del campo. Nelson calcula a partir de esta figura la razón del área entre una línea de 45 grados y la curva del campo al área total debajo de la línea de 45 grados.

La curva de clasificación de Nelson se aplicó a la producción por pozo de la Formación Mogollón para generar la curva que se muestra en la Figura 5. El factor de desviación es de 0.56, lo cual representa un sistema Tipo II o de doble porosidad de acuerdo a los campos análogos o similares.

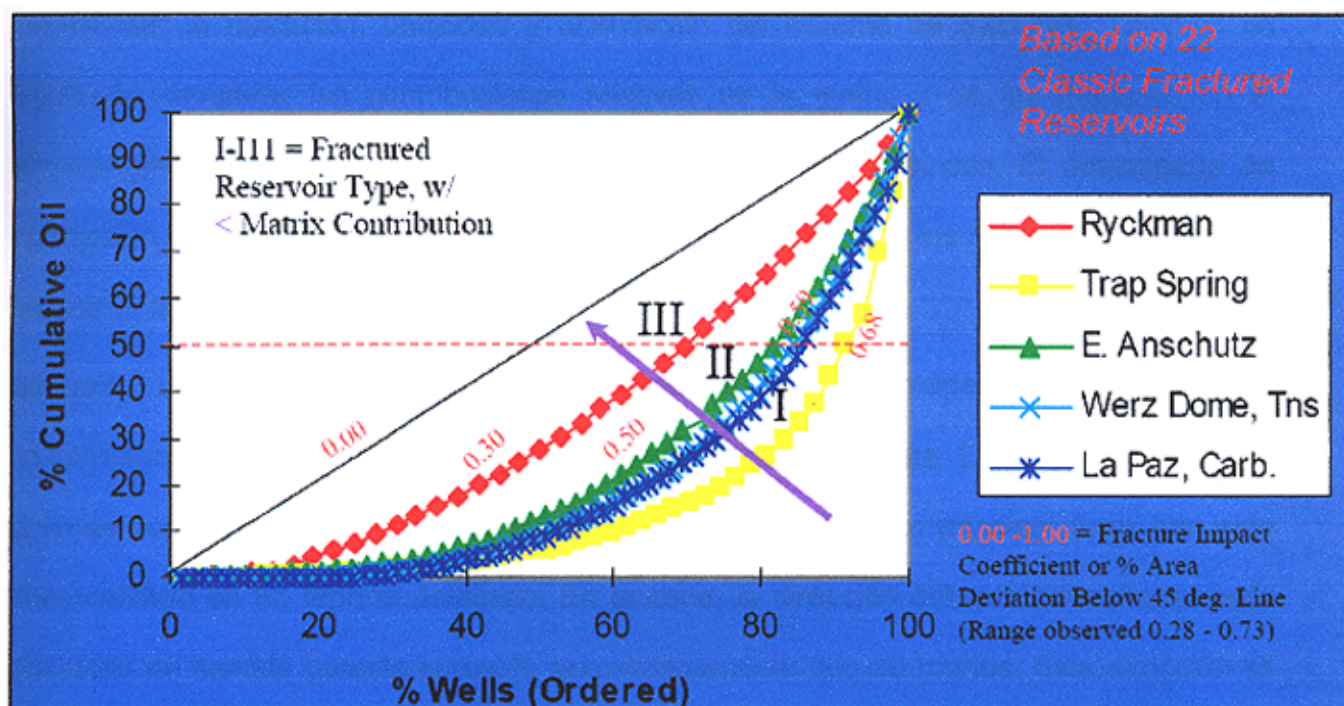


Figura 3: Clasificación de Nelson de los sistemas de fracturas a partir de yacimientos análogos

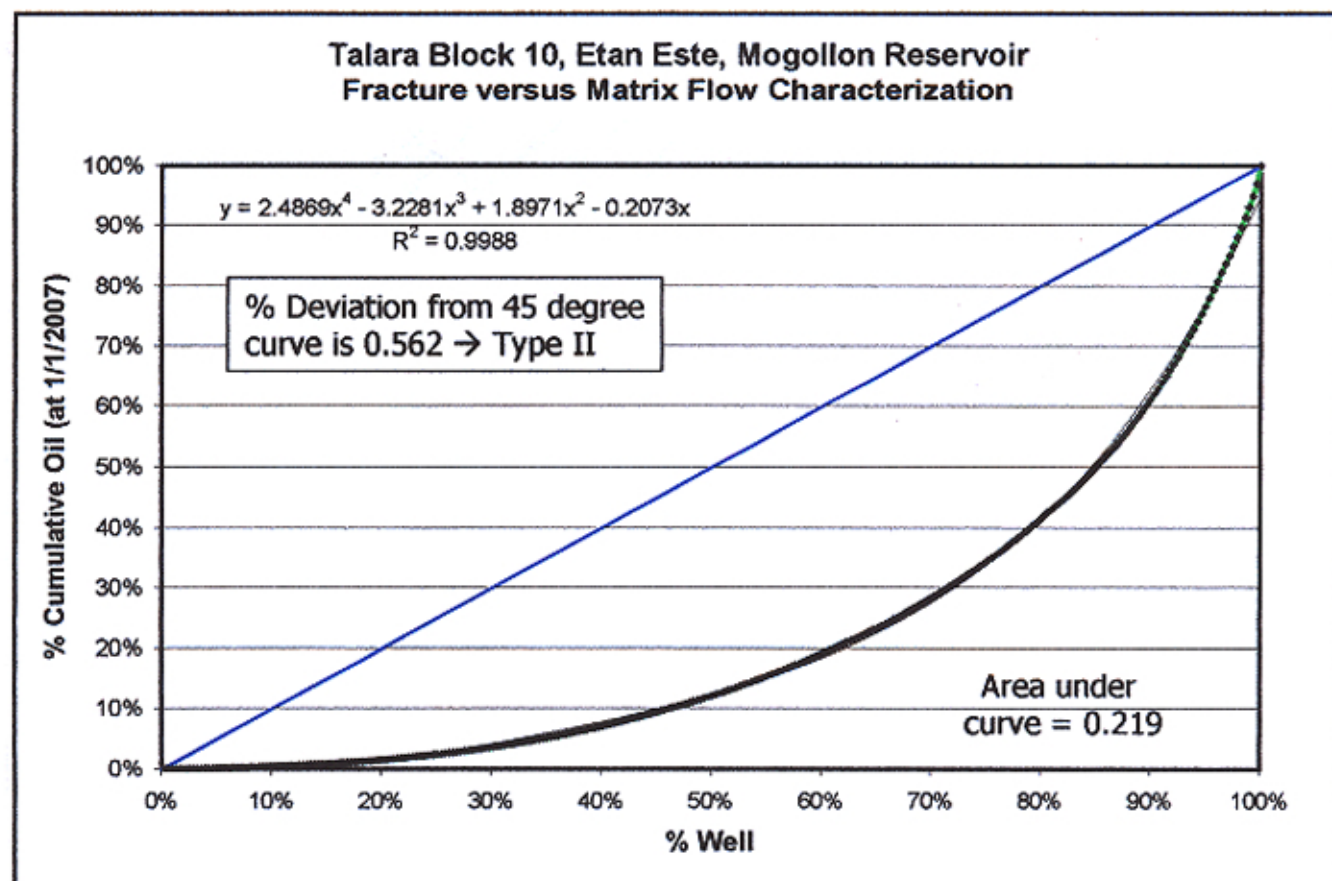


Figura 4: Clasificación de fracturas de la Fm. Mogollón basados en la producción acumulada por pozo

En yacimientos naturalmente fracturados como la Formación Mogollón es muy importante caracterizar la ubicación, densidad y orientación del sistema de fracturas. También es necesario comparar las contribuciones relativas de la matriz y de las fracturas en el almacenaje de hidrocarburos (OOIP) y el movimiento de los fluidos. El desempeño de producción de los pozos y los registros de pozo, particularmente los registros de imágenes, se usaron en esta evaluación.

Se realizó una revisión y análisis detallado de los registros de imágenes de pozos en que se corrieron en 7 pozos de la zona y en pozos adicionales al oeste. El número de fracturas abiertas versus fracturas cerradas y la orientación del esfuerzo principal (σ_m) han sido documentado en un reporte detallado. En la zona, la dirección del máximo esfuerzo está orientada en sentido noreste-suroeste aproximadamente con 30 grados. Esta dirección es casi paralela al rumbo de la falla Somatito, un rasgo estructural muy importante del área.

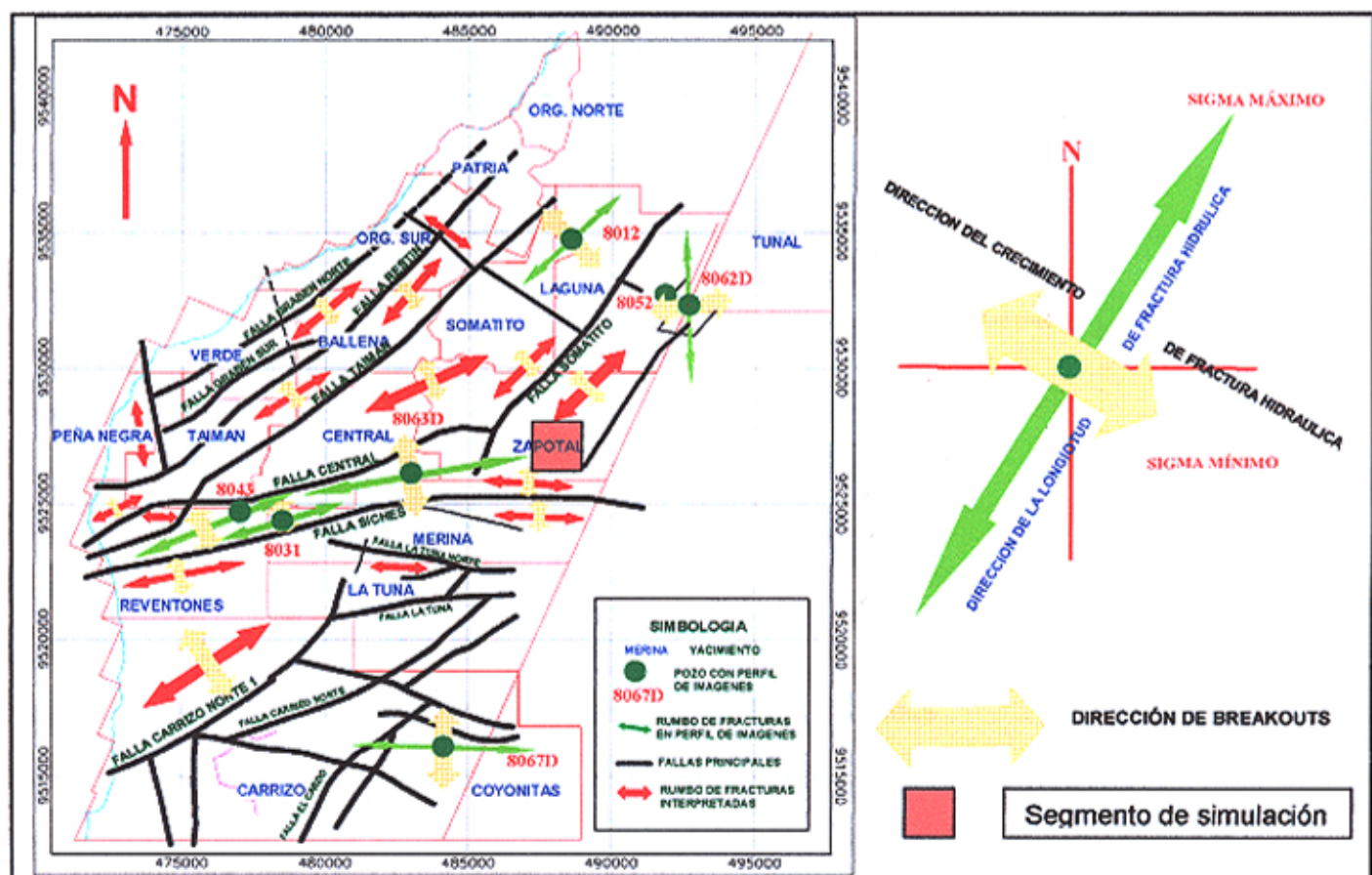


Figura 5: Dirección de los esfuerzos principales a partir de registros de imágenes.

4. Modelo Estático – Formación Mogollón

Se realizó una revisión del modelo depositacional planteado por Carozzi y Palomino, situando en un contexto más proximal el desarrollo del proceso sedimentario de la Formación Mogollón, considerando también el mismo eje depositacional; se reconoció la existencia de un dominio fluvial en la parte noroeste de la cuenca, el cual progradó hacia el sur generando depósitos transicionales fluvio-deltaicos, de planicie deltaica, de frente deltaico, de transición entre frente deltaico y prodelta, y depósitos de prodelta. Adicionalmente, como resultado de la descripción de afloramientos en el sector Este del Lote X, se planteó una dirección de paleocorrientes secundaria con dirección E-W por la presencia de depósitos de abanicos aluviales proximales (Figura 6).

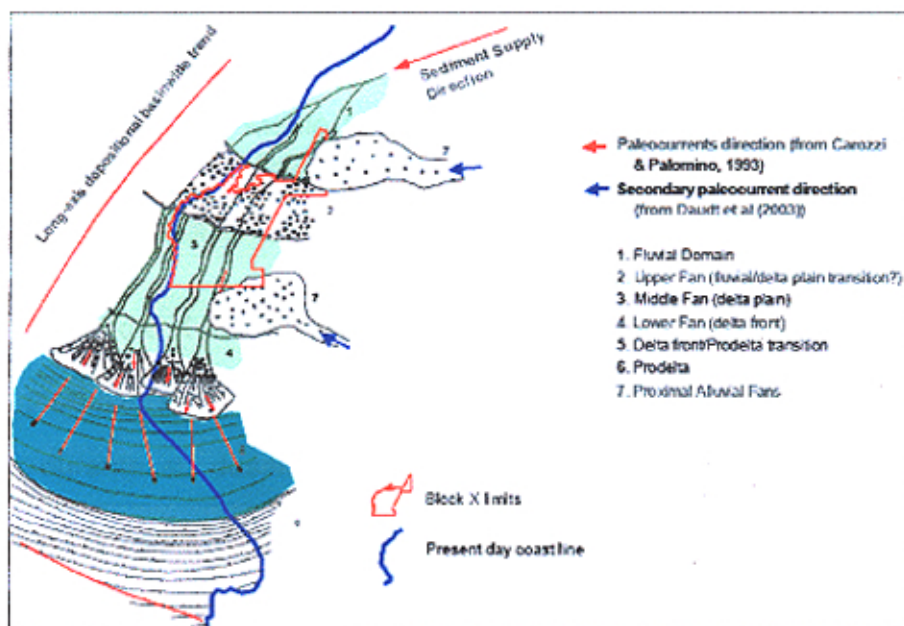


Figura 6. Modelo depositacional de la Formación Mogollón – Cuenca

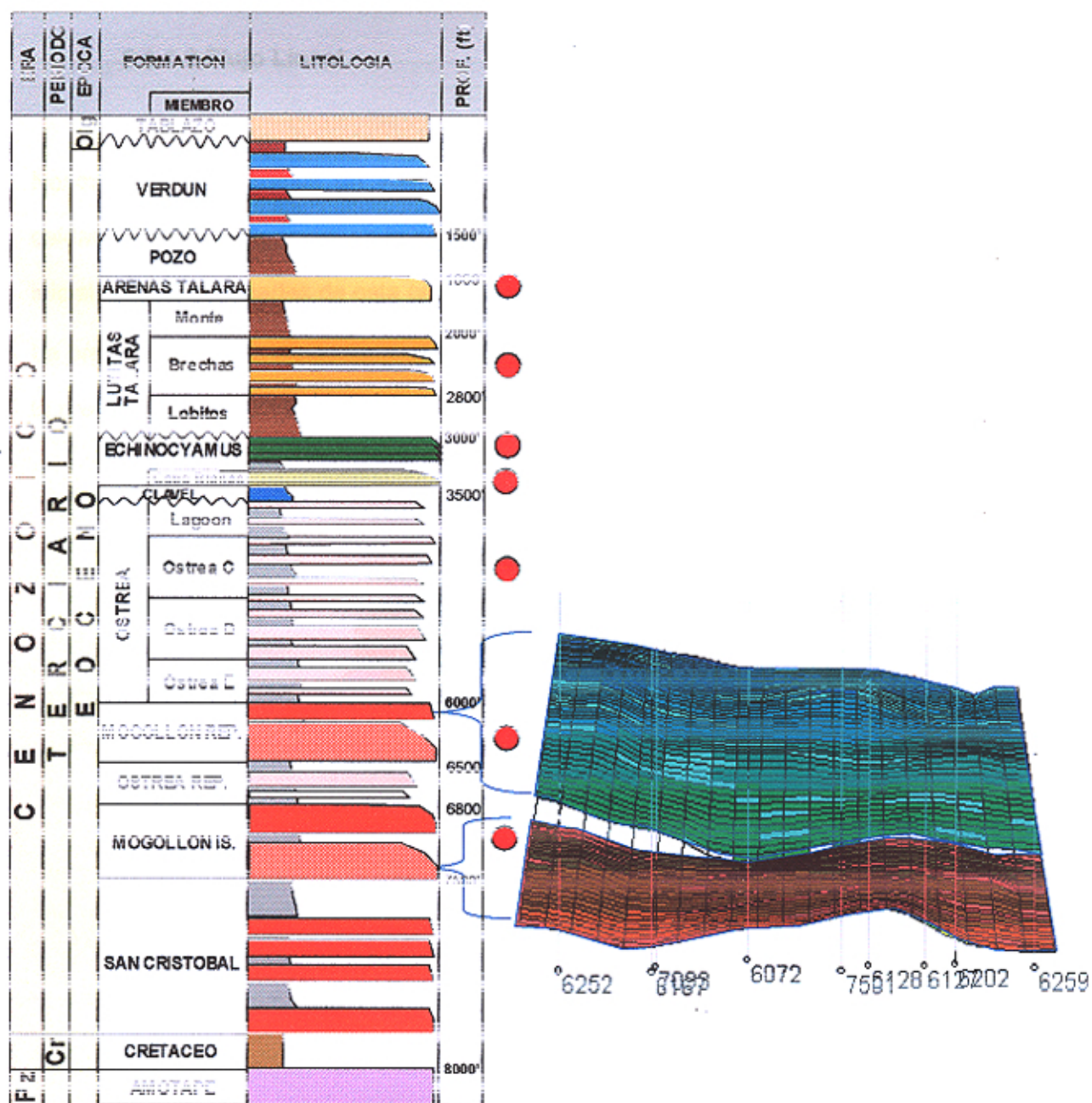
La Formación Mogollón puede ser descrita de la siguiente manera:

- **Mogollón Inferior:** Areniscas de grano fino a medio, depositadas por un sistema fluvio-deltaico durante un evento transgresivo, con un patrón de apilamiento general agradacional/retrogradacional.
- **Mogollón Superior:** Sistema fluvial braided de alta energía (areniscas de grano medio a grueso).

Litoestratigráficamente, la Formación Mogollón ha sido subdividida en 3 Miembros: Superior (Sub-Miembros Chorro Superior, Chorro Inferior y Fuente), Medio e Inferior, correspondiendo facies areno-conglomerádicas a los Miembros Inferior y Superior y facies lutáceas al Miembro Medio. Esta división es sumamente clara en la zona Costa del Lote X, pero hacia la zona Este el Miembro Mogollón Medio desaparece, probablemente por efecto de erosión, con base en evidencias de contacto discordante entre los Miembros Mogollón Medio y Mogollón Inferior. La edad de la Formación Mogollón es Eoceno Inferior, período Ypresiano, aproximadamente entre 50.6 y 52.85 Ma.

Estructuralmente, el Lote X es bastante complejo, debido al alto grado de fallamiento que presenta, producto de los esfuerzos tectónicos a los que estuvo sometida la Cuenca Talara durante su desarrollo, estos esfuerzos han dado lugar a una alta compartimentalización de las formaciones en numerosos bloques. Si bien los esfuerzos extensionales fueron los predominantes durante la historia tectónica de la cuenca, han existido períodos de compresión que han dado como resultado fallamiento inverso de bajo ángulo, encontrándose secciones "repetidas" en diversas áreas del Lote X.

El Bloque que se trata en este trabajo denominado Segmento 2, se encuentra en un área donde la Formación Mogollón está afectada por la falla inversa Zapotal, que es el rasgo estructural más importante en tal sector, lo que ocasiona un aumento de espesor de la formación llegando a alcanzar los 3000 pies; esta repetición continúa hacia el sur y el noreste del área. La diferenciación entre la sección repetida y la sección insitu de la Formación Mogollón es moderadamente sencilla debido a que entre ambas se encuentra un intervalo corto de la Formación Ostrea In Situ que marca la separación. El tope promedio de la Formación Mogollón Repetido en la zona es – 4000 pies TVDSS.



5. Marco Teórico

5.1 Introducción a la Simulación Numérica de Reservorios

5.1.1 Ecuaciones de Flujo

5.1.1.1 Introducción

En esta parte del trabajo revisaremos las ecuaciones para flujo horizontal de un fluido en una sola dimensión y veremos las soluciones analíticas y numéricas de la presión como función de la posición y del tiempo.

5.1.1.2 Flujo Lineal

Nosotros consideraremos un volumen poral de roca, representado por un conjunto de celdas de forma rectangular en la horizontal como se muestra en la figura, donde la presión inicial en todas las partes de esta celda es P_n , para el tiempo cero.

La presión en el lado izquierdo (cuando $X=0$) aumenta hasta P , mientras en el lado derecho la presión (cuando $X=L$)se mantiene $P=P_n$.

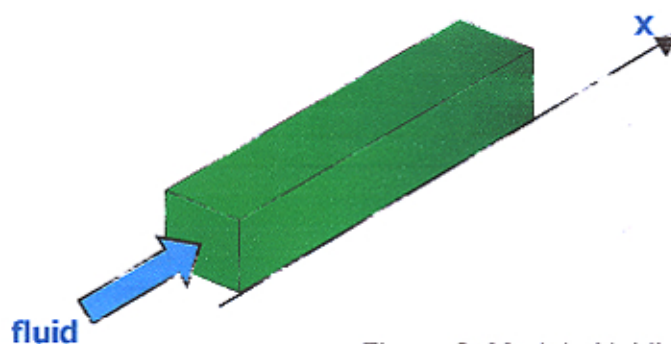


Figura 8. Modelo Unidimensional

5.1.1.3 Ecuación de Derivadas Parciales

La ecuación de derivadas parciales para flujo en una sola dimensión de un líquido, asume una permeabilidad constante así como la viscosidad y la compresibilidad dependen del tiempo mejor dicho del flujo, a continuación se presenta la ecuación.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \quad \dots\dots\dots(1)$$

Si el flujo alcanza una estabilización y este no depende de un tiempo muy grande, Se denotara a este flujo como Estado Estable.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = 0 \quad \dots\dots\dots(2)$$

La presión para el estado estable así como para el estado transiente se muestran en la siguiente grafica.

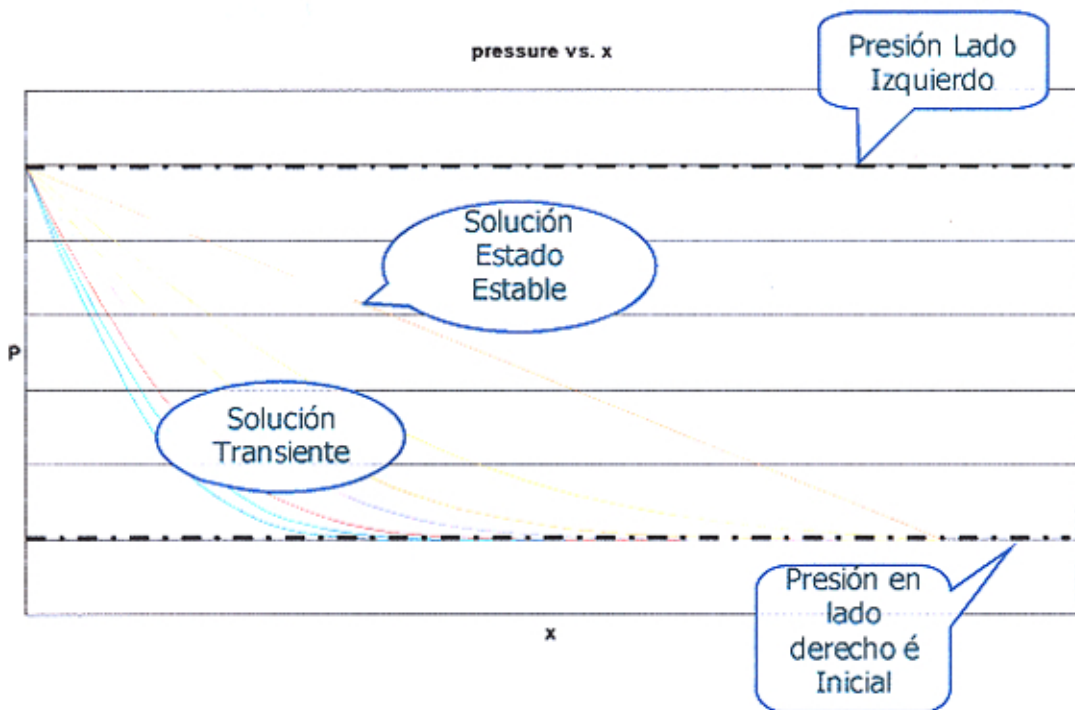


Figura 9. Grafico Presión vs Distancia

5.1.1.4 Solución Analítica para Flujo Lineal

La Solución analítica de la presión transiente desarrollada para la nuestro modelo rectangular de flujo lineal en la horizontal, esta dada por:

$$P(x,t) = P_L + (P_R - P_L) \left[\frac{x}{L} + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2}{L^2} \frac{k}{\phi \mu c} t\right) \sin\left(\frac{n \pi x}{L}\right) \right] \dots\dots\dots(3)$$

Cuando el tiempo llega ser grande, el termino exponencial se aproxima a cero y la solución llegara a ser un solución para el estado estable, como se muestra a continuación.

$$P(x,t) = P_L + (P_R - P_L) \frac{x}{L} \dots\dots\dots(4)$$

5.1.1.5 Flujo Radial

Una alternativa para la ecuación de flujo lineal en líquidos es la ecuación radial que frecuentemente es usada para interpretaciones de pruebas de pozos. En este caso el área de flujo es proporcional al r^2 como se muestra en la siguiente figura:

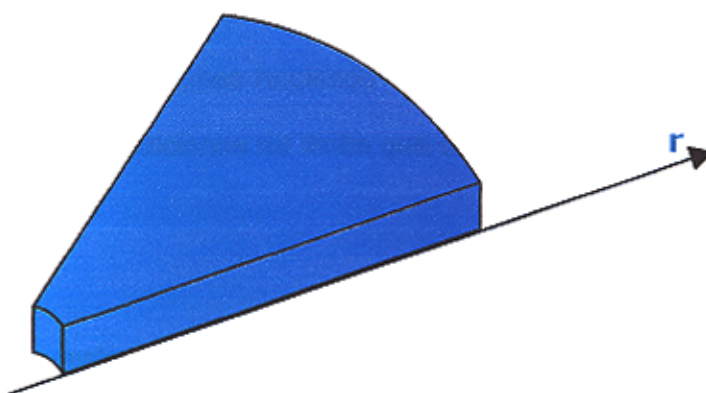


Figura 10. Modelo Unidimensional Radial

La ecuación de flujo radial en una sola dimensión para este sistema de coordenadas llegara a ser:

$$\boxed{\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) \frac{\partial P}{\partial t}} \dots\dots\dots(5)$$

La ecuación de flujo para el estado estable simplificada será:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0 \dots\dots\dots(6)$$

Integrando dos veces para la siguiente condición de limite: $P(r=r_w)=P_w$ y $P(r=r_e)=P_e$,la solución para el estado estable llegará a ser:

$$P = P_w + \frac{(P_e - P_w)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \dots\dots\dots(7)$$

5.1.2 Discretización de las Ecuaciones de Flujo

5.1.2.1 Solución Numérica

Soluciones analíticas para ecuaciones de flujo de reservorio se pueden obtener solamente después de simplificar las soluciones haciendo algunas asunciones en consideración a la geometría, propiedades y condiciones de limite que severamente restringen la aplicabilidad de la solución.

La muchos Problemas reales de flujo de fluidos en el reservorio, tales simplificaciones no son validas. Sin duda, existe una necesidad de resolver las ecuaciones numéricamente.

5.1.2.2 Discretización

Un simple ejemplo será resuelto, para las ecuaciones de flujo lineal de manera numérica.

Las diferencias finitas es el método empleado para estas soluciones para las derivadas parciales.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots(8)$$

Primero, la variable X estará subdividida en un número de gris blocks o función discreta y la variable tiempo estará dividida en pasos de tiempo discretos. Luego, la presión en cada bloque puede ser resuelta numéricamente para cada paso de tiempo. Para nuestro simple modelo horizontal, se define el siguiente sistema de grid blocks con N gris blocks, cada uno de longitud ΔX .

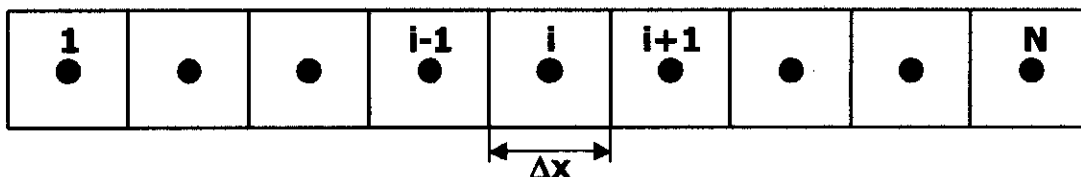


Figura 11. Grid Blocks

Esto es un conjunto de grid blocks y cada uno es asignado a un índice, i, referido al punto medio de cada grid block, representando el promedio de la propiedad de cada bloque.

5.1.3 Aproximaciones por la Serie de Taylor

La función de aproximación de la serie de Taylor $f(x+h)$ expresada en términos de $f(x)$ y su respectiva derivada $f'(x)$ puede ser escrita

$$f(x+h) = f(x) + \frac{h}{1!} f'(x) + \frac{h^2}{2!} f''(x) + \frac{h^3}{3!} f'''(x) + \dots \quad \text{.....(9)}$$

Aplicando la serie de Taylor para la función presión, podríamos escribir expansiones en una variedad de formas en orden para obtener aproximaciones referido a las derivadas para la ecuación de flujo lineal.

Aproximación de la derivada de segundo orden para la función Distancia(X).

En un tiempo constante, t , la función presión será expandida hacia la expresión mostrada a continuación.

$$P(x + \Delta x, t) = P(x, t) + \frac{\Delta x}{1!} P'(x, t) + \frac{(\Delta x)^2}{2!} P''(x, t) + \frac{(\Delta x)^3}{3!} P'''(x, t) + \dots \quad \text{.....(10)}$$

+

$$P''(x, t) = \frac{P(x - \Delta x, t) - 2P(x, t) + P(x + \Delta x, t)}{(\Delta x)^2} + \frac{(\Delta x)^2}{12} P''''(x, t) + \dots \quad \text{.....(11)}$$

=

$$P(x - \Delta x, t) = P(x, t) + \frac{(-\Delta x)}{1!} P'(x, t) + \frac{(-\Delta x)^2}{2!} P''(x, t) + \frac{(-\Delta x)^3}{3!} P'''(x, t) + \dots \quad \text{.....(12)}$$

Empleando un sistema de índice de grid y usando un exponente para indicar los niveles de tiempo, se puede obtener:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_i^t = \frac{P_{i+1}^t - 2P_i^t + P_{i-1}^t}{(\Delta x)^2} + O((\Delta x)^2) \dots\dots\dots(13)$$

Donde:

$O((\Delta x)^2)$: Terminó por discretización del error

Esta es una aproximación central de la segunda derivada, con esta expresión se puede obtener cualquier nivel de presión para cualquier tiempo.

5.1.3.1 Discretización del Error

El resto de términos de la expansión de la serie de Taylor son denotados colectivamente como, $O((\Delta x)^2)$. Así denominamos a este término, el cual será proporcional en tamaño a $(\Delta x)^2$.

Este término referido al error que se comete, se desestima en la solución numérica.

5.1.4 Aproximación para la derivada de Tiempo

Para posición constante, X, la función presión puede ser expandida hacia adelante en lo que respecta al tiempo, como muestra la siguiente expresión:

$$P(x, t + \Delta t) = P(x, t) + \frac{\Delta t}{1!} P'(x, t) + \frac{(\Delta t)^2}{2!} P''(x, t) + \frac{(\Delta t)^3}{3!} P'''(x, t) + \dots \quad (14)$$

Resolviendo para la primera derivada, se obtiene la siguiente aproximación:

$$P'(x, t) = \frac{P(x, t + \Delta t) - P(x, t)}{\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} P''(x, t) + \dots \quad (15)$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_i^{t+\Delta t} = \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t} + O(\Delta t) \quad (16)$$

La función presión puede también ser expandida hacia atrás para la variable tiempo, como muestra la siguiente expresión:

$$P(x, t) = P(x, t + \Delta t) + \frac{-\Delta t}{1!} P'(x, t + \Delta t) + \frac{(-\Delta t)^2}{2!} P''(x, t + \Delta t) + \frac{(-\Delta t)^3}{3!} P'''(x, t + \Delta t) + \dots \quad (17)$$

Resolviendo esta ecuación

$$P'(x, t) = \frac{P(x, t + \Delta t) - P(x, t)}{\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} P''(x, t) + \dots \quad (18)$$

Donde esta expresión es idéntica a la expresión a continuación

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_i^{t+\Delta t} = \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t} + O(\Delta t) \quad (19)$$

La aproximación central obtenida de las expansiones hacia adelante y atrás, para un intervalo $\Delta t/2$ sería:

$$P(x, t + \Delta t) = P(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \frac{\Delta t}{1!} P'(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \frac{(\Delta t)^2}{2!} P''(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \frac{(\Delta t)^3}{3!} P'''(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \dots (20)$$

$$P(x, t) = P(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \frac{-\Delta t}{1!} P'(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \frac{(-\Delta t)^2}{2!} P''(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \frac{(-\Delta t)^3}{3!} P'''(x, t + \frac{\Delta t}{2}) + \dots (21)$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i^{t+\frac{\Delta t}{2}} = \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t} + O(\Delta t) \dots\dots\dots(22)$$

Como se puede apreciar, la solución para la derivada de tiempo no depende del tipo de aproximación.

5.1.5 Diferencia Finitas Ecuación Explícita

Utilizaremos aproximaciones hechas previamente en un tiempo t , y sustituido luego en la ecuación para flujo lineal. La siguiente ecuación de diferencias finitas se obtiene:

$$\frac{P_{i+1}^t - 2P_i^t + P_{i-1}^t}{(\Delta x)^2} \approx \left(\frac{\phi \mu c}{k}\right) \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t} \quad i = 1, \dots, N \quad \dots\dots(23)$$

Por conveniencia, el término que define el valor Del error cometido por esta ecuación, se redujo ó elimino en la ecuación anterior y el signo de igualdad se substituye por un signo de aproximación.

Es importante tener en cuneta que el término del valor numérico para el error envuelto en esta ecuación, es proporcional a Δt y $(\Delta x)^2$, respectivamente.

5.1.6 Condiciones de Límite

Básicamente tenemos dos tipos de condiciones límite:

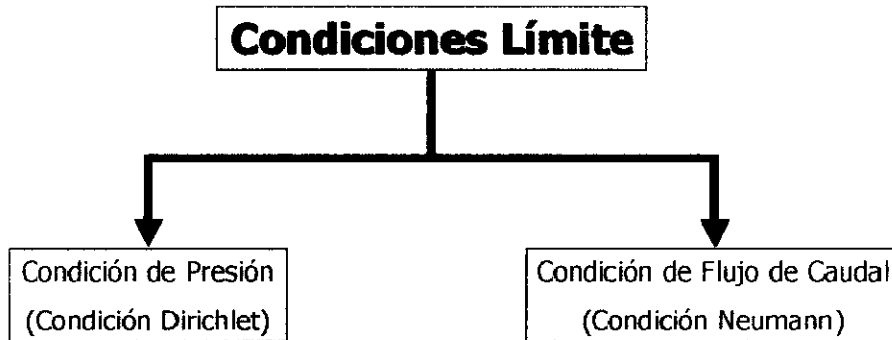


Figura 12. Condiciones Límite

5.1.6.1 Condición Límite de Presión

Cuando, los límites de presión fueron especificados; Nosotros Normalmente especificamos que la presión al final de la cara del modelo adoptado. Aplicando el simple sistema lineal descrito anteriormente, tendríamos la siguiente condición de límite:

$$\begin{array}{l}
 P(x=0, t > 0) = P_L \\
 P(x=L, t > 0) = P_R
 \end{array}
 \longrightarrow
 \begin{array}{l}
 P_{i=\frac{1}{2}}^{t > 0} = P_L \\
 P_{N+\frac{1}{2}}^{t > 0} = P_R
 \end{array}$$

Figura 13. Condiciones Límite Presión

La razón por la que se uso aquí los índices de $i=1/2$ y $N+1/2$ es que las condiciones de límite son aplicadas en el primer y último block del modelo respectivamente.

Las condiciones límite, no pueden directamente ser substituidas dentro de las ecuaciones de diferencias finitas. Sin embargo, la serie de Taylor puede ser usada otra vez para obtener formulas especiales para el último grid block. Para el primer gris block nosotros podemos escribir:

$$P(x_2, t) = P(x_1, t) + \frac{\Delta x}{1!} P'(x_1, t) + \frac{(\Delta x)^2}{2!} P''(x_1, t) + \frac{(\Delta x)^3}{3!} P'''(x_1, t) + \dots \dots \dots (24)$$

-

$$P(x=0, t) = P(x_1, t) + \frac{-\frac{\Delta}{2}}{1!} P'(x_1, t) + \frac{\left(-\frac{\Delta}{2}\right)^2}{2!} P''(x_1, t) + \frac{\left(-\frac{\Delta}{2}\right)^3}{3!} P'''(x_1, t) + \dots \dots \dots (25)$$

Por la combinación de estas dos expresiones, obtenemos la siguiente aproximación de la segunda derivada para el primer grid block.

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)' = \frac{P_2' - 3P_1' + 2P_L'}{\frac{3}{4}(\Delta x)^2} + O(\Delta x) \dots \dots \dots (26)$$

Para el caso de un reservorio real, la condición de limite de presión, normalmente esta representada por la presión fluyente de fondo, la presión en cabeza del pozo o las presión de los pozos inyectoros.

Una expresión similar puede ser obtenida para los grid blocks del lado derecho, es decir alejándonos del primer grid block

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\right)_N = \frac{2P_R' - 3P_N' + P_{N-1}'}{\frac{3}{4}(\Delta x)^2} + O(\Delta x) \dots \dots \dots (27)$$

5.1.6.2 Condición de Flujo de Caudal

Alternativamente, especificamos el caudal como, Q , dentro o fuera del ultimo Grid block del modelo adoptado. Haciendo uso del hecho de que el caudal puede ser expresado por la Ley de Darcy, como muestra la siguiente expresión:

$$Q_L = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{x=0} \dots\dots\dots(28)$$

Niveamente se aplicara la expansión de la serie de Taylor para el primer Grid Block, para este tiempo dejaremos que la derivada de la presión sea función de:

$$P'(x_1 + \frac{\Delta x}{2}, t) = P'(x_1, t) + \frac{(\frac{\Delta x}{2})}{1!} P''(x_1, t) + \frac{(\frac{\Delta x}{2})^2}{2!} P'''(x_1, t) + \dots\dots\dots(29)$$

$$P'(x = 0, t) = P'(x_1, t) + \frac{(-\frac{\Delta x}{2})}{1!} P''(x_1, t) + \frac{(-\frac{\Delta x}{2})^2}{2!} P'''(x_1, t) + \dots\dots\dots(30)$$

Restando la segunda expresión de las ecuaciones y resolviendo para la segunda derivada, se obtiene la aproximación para el primer Grid Block, como se muestra en la siguiente expresión.

$$P''(x_1, t) = \frac{P'(x_1 + \frac{\Delta x}{2}, t) - P'(x = 0, t)}{\Delta x} + O(\Delta x) \dots\dots\dots(31)$$

Ahora, reemplazamos la derivada en la expresión dad para la condición limite como se muestra a continuación:

$$P''(x_1, t) = \frac{P'(x_1 + \frac{\Delta x}{2}, t) - Q_L \frac{\mu}{kA}}{\Delta x} + O(\Delta x) \dots\dots\dots(32)$$

La expresión de la derivada también puede ser reemplazada en la fórmula central:

$$P'(x_1 + \frac{\Delta x}{2}, t) = \frac{P(x_2, t) - P(x_1, t)}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad \dots\dots\dots(33)$$

La fórmula final para la segunda derivada en el primer Grid Block para la condición de límite llegaría a ser:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \right)'_1 = \frac{P'_2 - P'_1}{(\Delta x)^2} + Q_L \frac{\mu}{(\Delta x)Ak} + O(\Delta x) \quad \dots\dots\dots(34)$$

De la misma forma, un caudal constante para el lado derecho del modelo adoptado, Q_L , resultara de la siguiente expresión:

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \right)'_N = \frac{P'_N - P'_{N-1}}{(\Delta x)^2} + Q_R \frac{\mu}{(\Delta x)Ak} + O(\Delta x) \quad \dots\dots\dots(35)$$

En un caso real de reservorio, la condición de caudal, normalmente esta representada por los caudales de los pozos productores ó inyectores. Un caso especial es el no existe flujo en el límite, donde $Q=0$. Esta condición se especifica para todos lo límites externos del reservorio, entre las capas no comunicadas y a través de las fallas sellantes en el reservorio.

5.1.6.3 Condición Inicial

La condición Inicial (Presión inicial) para el modelo adoptado puede ser expresado de la siguiente forma:

$$P_i^{t=0} = P_0 \quad i = 1, \dots, N \quad \dots\dots\dots(36)$$

Para sistemas no horizontal, la presión hidrostática es normalmente distribuida basado en una presión de referencia y la densidad de los fluidos.

5.1.7 Solución de las Ecuaciones de Diferencias Finitas

Teniendo derivada las ecuaciones de diferencias finitas, anteriormente vistas, especificado el sistema de grid, las condiciones de limite y la condición inicial, podemos resolver para la presión.

Sin embargo, un punto importante necesita ser discutido primero. En el momento de derivar las aproximaciones de las diferencias finitas, se asigna un nivel de tiempo, t , a los términos en la serie de Taylor. De la misma forma se puede asignar un nivel de tiempo de $t + \Delta t$ con una generalidad equivalente, ó también se podría asignar un nivel de tiempo de $t + \Delta t^2$.

Veremos estos casos, a partir de la formulación explícita. Para una mejor conveniencia, no se incluirá los términos que cuantifican el error de las aproximaciones por diferencias finitas.

5.1.8 Formulación Explícita

Este es el caso que vimos anteriormente. Por la aproximación de todos los términos a un tiempo t , obtenemos un conjunto de ecuaciones de diferencias finitas que pueden ser resueltas explícitamente para el promedio de la presión en el Grid Block ($i=1,\dots,N$) para cada paso de tiempo.

A continuación se muestran las expresiones para los casos de presión constante, si la condición de caudal es usada, las expresiones deberán ser modificadas.

$$P_1^{t+\Delta t} = P_1^t + \frac{4}{3} \left(\frac{\Delta t}{(\Delta x)^2} \right) \left(\frac{k}{\phi \mu c} \right) (P_2^t - 3P_1^t + 2P_L) \quad \dots\dots\dots(37)$$

$$i = 1$$

$$P_i^{t+\Delta t} = P_i^t + \left(\frac{\Delta t}{(\Delta x)^2} \right) \left(\frac{k}{\phi \mu c} \right) (P_{i+1}^t - 2P_i^t + P_{i-1}^t) \quad \dots\dots\dots(38)$$

$$i = 2, \dots, N-1$$

$$P_N^{t+\Delta t} = P_N^t + \frac{4}{3} \left(\frac{\Delta t}{(\Delta x)^2} \right) \left(\frac{k}{\phi \mu c} \right) (2P_R^t - 3P_N^t + P_{N-1}) \quad \dots\dots\dots(39)$$

$$i = N$$

5.1.9 Solución de las Ecuaciones de Diferencias Finitas

En este caso, todos los niveles de tiempo en las aproximaciones cambian para $t+\Delta t$ excepto para el tiempo de las aproximaciones de la derivada, que ahora serán revertidos.

$$\frac{P_2^{t+\Delta t} - 3P_1^{t+\Delta t} + 2P_L}{\frac{3}{4}(\Delta x)^2} = \left(\frac{\phi\mu c}{k}\right) \frac{P_1^{t+\Delta t} - P_1^t}{\Delta t} \dots\dots\dots(40)$$

$$i = 1$$

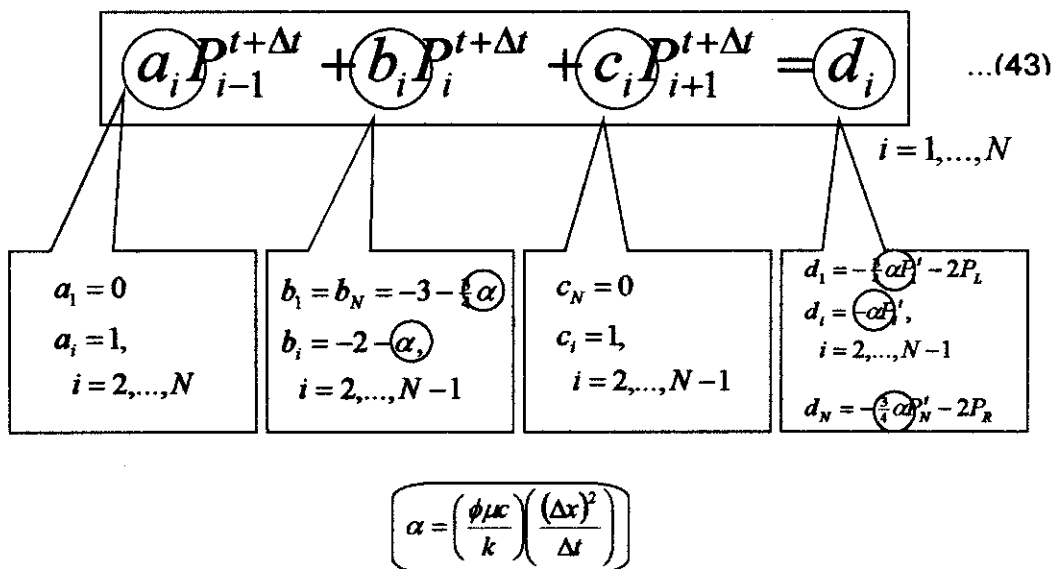
$$\frac{P_{i+1}^{t+\Delta t} - 2P_i^{t+\Delta t} + P_{i-1}^{t+\Delta t}}{(\Delta x)^2} = \left(\frac{\phi\mu c}{k}\right) \frac{P_i^{t+\Delta t} - P_i^t}{\Delta t} \dots\dots\dots(41)$$

$$i = 2, \dots, N-1$$

$$\frac{2P_R^{t+\Delta t} - 3P_N^{t+\Delta t} + P_{N-1}^{t+\Delta t}}{\frac{3}{4}(\Delta x)^2} = \left(\frac{\phi\mu c}{k}\right) \frac{P_N^{t+\Delta t} - P_N^t}{\Delta t} \dots\dots\dots(42)$$

$$i = N$$

Como se mencionaba anteriormente tenemos N ecuaciones con N incógnitas, las cuales serán resueltas simultáneamente. Para simplificar el arreglo de ecuaciones se escribirán de la siguiente forma:



La formulación explícita es más simple de usar que la formulación implícita, un ejemplo de ello es que las expresiones explícitas para la presión son obtenidas directamente.

Los errores por discretización son los mismos para las dos formulaciones.

La cantidad de envuelto es menor para el caso explícito. En soluciones de una dimensión, esto puede no tener importancia, sin embargo en casos de dos ó tres dimensiones con un gran número de Grid Blocks, la diferencia en el tiempo computacional por paso de tiempo llegará a ser mayor.

Sin embargo la formulación explícita es raras veces usadas. Como resultante los paso de tiempo llegaran a ser inestables. El criterio de estabilidad para la formulación explícita es:

$$\Delta t \leq \frac{1}{2} \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) (\Delta x)^2 \quad \dots\dots\dots (44)$$

El requisito para la estabilidad como consecuencia que el paso de tiempo sea limitado se debe a dos razones, el primero es el tamaño de los Grid Blocks y las propiedades de la roca y de los fluidos. Esta limitación puede ser severa, ya que los Gris Block con los valores más pequeños de $(\phi \mu c/k)(\Delta x)^2$ son los que determinan las limitaciones para el tamaño del paso de tiempo.

La formulación Implícita es incondicionalmente estable para todos los tamaños de paso de tiempo.

La practica muestra que los trabajos computacionales adicionales por paso de tiempo están directamente relacionados a los métodos implícitos y generalmente son compensados para permitir pasos de tiempo mucho mas grandes. Pasos de tiempo grandes da lugar a errores numéricos más grandes, de modo que es importante que cualquier aplicación de la solución numérica se revise que el error este dentro de los limites aceptables.

5.2 Introducción a la Simulación Numérica de Reservorios Naturalmente Fracturados

5.2.1 Introducción

Sobre la base de la teoría de flujo de fluidos desarrollada para medios porosos fracturados en el año 1960 por Barrenblatt et al., Warren and Root introducen los conceptos para Modelos de Doble Porosidad dentro de la ingeniería de reservorios de petróleo. Su modelo idealizado de un conjunto interconectado de fracturas las cuales son suministradas de fluidos de pequeños y numerosos bloques de la matriz, se muestra a continuación:

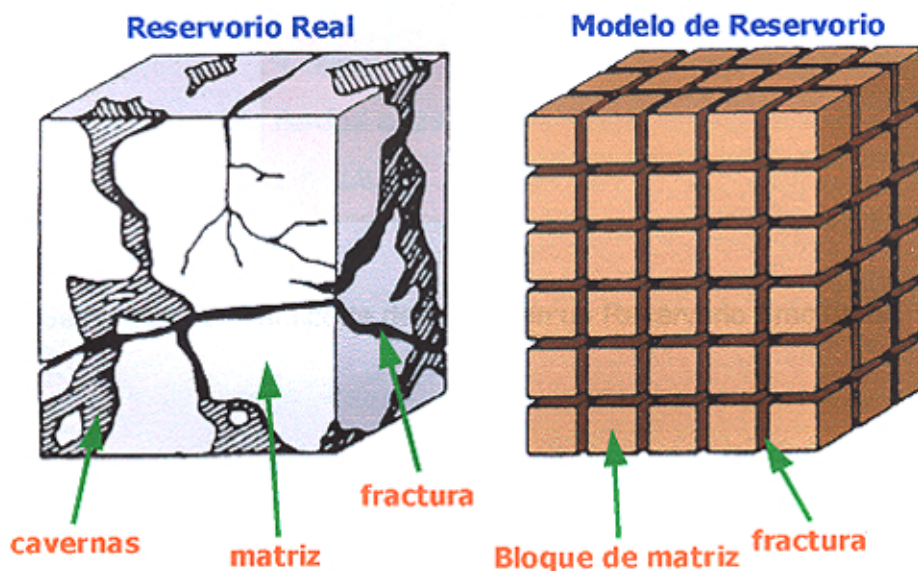


Figura 14. Modelo Numérico de un Reservorio Fracturado

El mar del Norte es conocida por ser una zona muy prolifera en producción de petróleo, en este lugar existen números yacimientos que contienen reservas naturalmente fracturados, uno de ellos es el Ekofisk, este reservorio altamente fracturado fue trabajado por la compañía operadora del campo con promedios de bloque de matriz de 30 cm. por 30 cm. Por 30 cm. Así, el reservorio Ekofisk puede contener en el orden de 1011 fracturas por cada gris block adoptado, esto por supuesto es imposible de trabajar con las actuales computadoras como modelos de porosidad simple debido a los cambios bruscos que se suscitaran por los contrastes de valores en las propiedades de reservorio, de esta manera se hace necesario los modelos Doble Porosidad.

En los modelo Doble Porosidad convencionales, el principal medio de transporte de los fluidos se lleva a través de las fracturas, mientras que los bloques de la matriz proveen el fluido a las fracturas, como se ilustra en la siguiente figura.

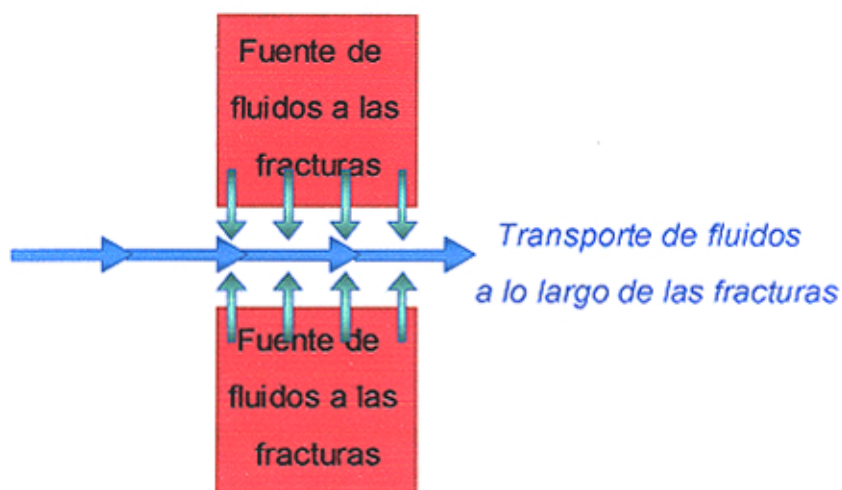


Figura 15. Secuencia de Transporte de fluidos en un Reservorio Fracturado

5.2.2 Ecuaciones de Flujo

Para una sola dimensión y una sola fase de flujo, la ecuación para flujo a lo largo del sistema fracturado puede ser escrita como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_f + q'_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right)_f \quad \dots\dots\dots(45)$$

El índice f se refiere para denotar el sistema fracturado. Así los valores de permeabilidad y porosidad relativos representan la combinación del sistema matriz –fractura.

El siguiente término en la ecuación, q'_{mf} , representa el intercambio de fluido entre los bloques de la matriz y el sistema de fracturas. También es posible escribir una ecuación para el sistema de bloques que representan la matriz como muestra la siguiente expresión:

$$-q'_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right)_m \quad \dots\dots\dots(46)$$

Esta ecuación es solamente una ecuación de balance de materia, debido a que no esta incluido un termino de flujo. Este término que representa el flujo de fluidos será por supuesto incluido y dependerá del tipo de proceso a utilizar. Por ejemplo, en flujos multifásicos, el caudal de intercambio por imbibición capilar, será completamente diferente del caudal de intercambio de fluidos en un proceso de drenaje gravitacional.

Los modelos doble porosidad convencionales, representan este termino de intercambio de fluidos como se muestra en la siguiente ecuación:

$$-q'_{mf} = \sigma \lambda (P_m - P_f) \quad \dots\dots\dots(47)$$

Donde: σ , es un factor de geometría.

λ , es el termino para la movilidad

P_m y P_f , representan la presión de matriz y la presión de fractura.

La asunción de no flujo de fluidos entre los bloques de matriz puede ser cuestionable y por tanto los modelos doble porosidad ó doble permeabilidad son preferidos.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_f + q'_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right)_f \quad \dots\dots\dots(48)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_m - q'_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right)_m \quad \dots\dots\dots(49)$$

Como se puede apreciar en las formulas antes mencionadas el término para el flujo esta incluido en lado izquierdo de la ecuación para la matriz, permitiendo así el directo transporte dentro de los bloques para el sistema de matriz (modelos doble permeabilidad).

5.2.3 Continuidad Capilar

El concepto de continuidad capilar entre bloques de matriz en reservorios fracturados es ahora ampliamente aceptado. Una comparación esquemática de la distribución de saturación dominada por capilaridad gravitacional y un sistema con capilaridad contactada entre bloques de matriz es como se mostrara en la siguiente figura.

Sin embargo el discontinuo concepto esta aun siendo usado en muchos modelos doble porosidad para manejar las interacciones entre bloques.

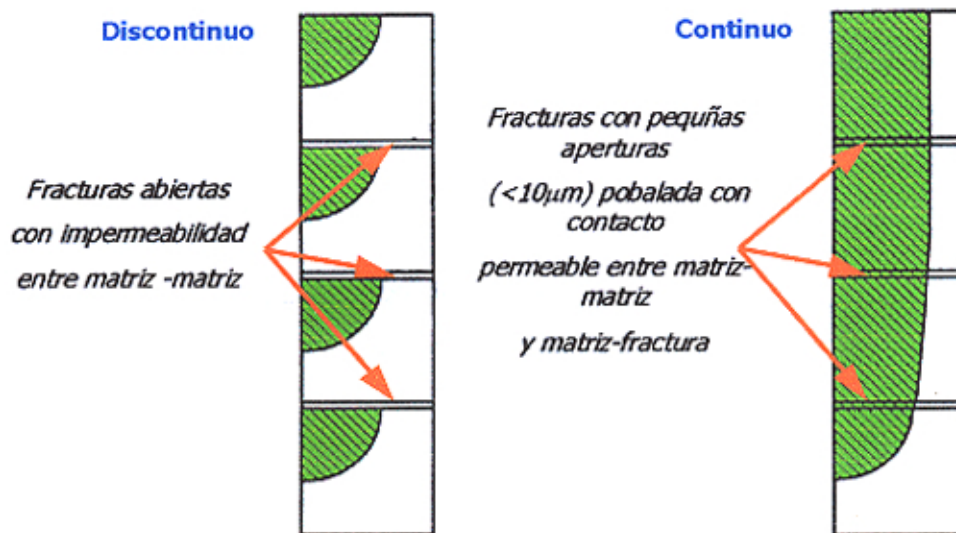


Figura 16. Discontinuidad y Continuidad Capilar

Varios autores presentaron resultados de simulación donde el sistema de fracturas permite diversos grados de contacto matriz a matriz. Estos resultados muestran dramáticamente mayores recuperaciones para sistemas donde hay continuidad capilar comparado con uno de discontinuidad.

5.2.4 Re –Infiltración

Un aspecto importante en el drenaje gravitacional de gas-petróleo para reservorios naturalmente fracturados es el proceso de re-infiltración. Donde el drenaje de petróleo de un bloque superior entra en un bloque inferior a través de la fractura, el proceso es llamado re-infiltración. El flujo de un bloque a otro se alcanzara también por:

Flujo de la película de petróleo a través de puntos de contacto en el reservorio y por puentes de liquido.

Esta transmisibilidad de líquidos a través de la fractura, es así un importante parámetro de cálculo del caudal. La siguiente figura ilustra los puntos de contacto y los puentes de liquido.

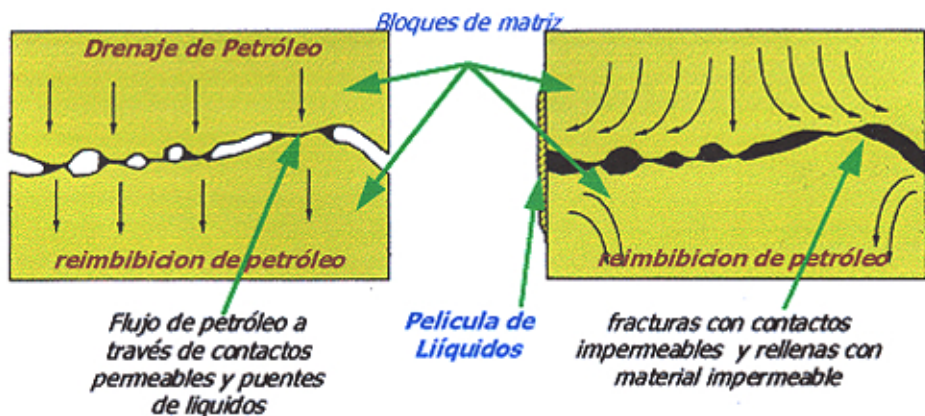


Figura 17. Re – Infiltración Reservorio Fracturado

5.2.5 Difusión

El petróleo puede ser recuperado por difusión durante el drenaje gravitacional en reservorios naturalmente fracturados. Métodos para la estimación de la cantidad y el caudal de estas resuperaciones en tales procesos de reservorio se dan en etapas tempranas de desarrollo y pobremente evaluados. Es muy limitado los datos publicados en contra de las teorías y métodos de predicción que pueden ser evaluados adecuadamente. El efecto de difusión en general para las recuperaciones de los campos puede ser desconsiderado ó descuidado para efectos prácticos, sin embargo para pequeños bloques de matriz la difusión puede ser el mecanismo clave para la recuperación de petróleo.

5.2.6 Forma y Tamaño de los Grid Blocks para la Matriz

La forma y el tamaño de los bloques de la matriz fuertemente afectaran el proceso de intercambio de fluidos entre la matriz y la fractura. Torsaeter y Silseth llevaron a cabo experimentos de imbibición de agua en tizas y núcleos de reservorio en fase arenosa, para diferentes formas y tamaños en estos dos materiales, los resultados se muestran en la siguiente figura, obviamente, dentro de un grid block en un modelo de simulación doble porosidad, la variación de forma y tamaño para los bloques de la matriz existirá.

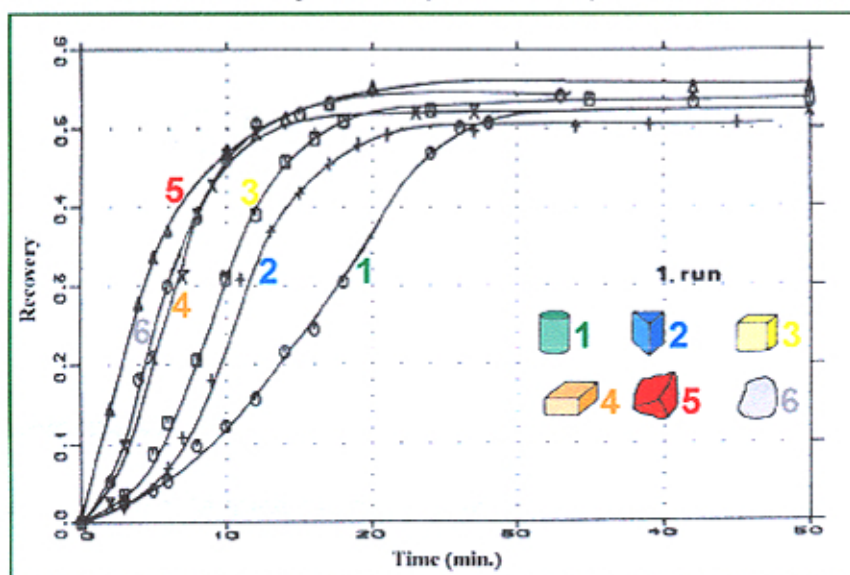


Figura 17. Factor de Recuperación para diferente Forma y Tamaño de Grid Block

Muchos autores han reportado estudios de simulación con el propósito de ajustar los resultados obtenidos en los experimentos de laboratorio. Estos ajuste de los resultados experimentales no son sencillos, los resultados de las simulaciones son muy sensibles a la forma y la magnitud de la curva de presión capilar.

Una de las principales causas de las dificultades para reproducir los resultados experimentales es probablemente que las curvas de presión capilar y permeabilidades relativas usadas en las simulaciones fueron medidas en condiciones de flujo diferentes a la de los experimentos.

Finalmente, el comportamiento de los fluidos en reservorios Naturalmente Fracturados a través de evaluación de formaciones es claramente apreciable en la derivada de la medición de presión de reservorio, a continuación se muestra un ejemplo.

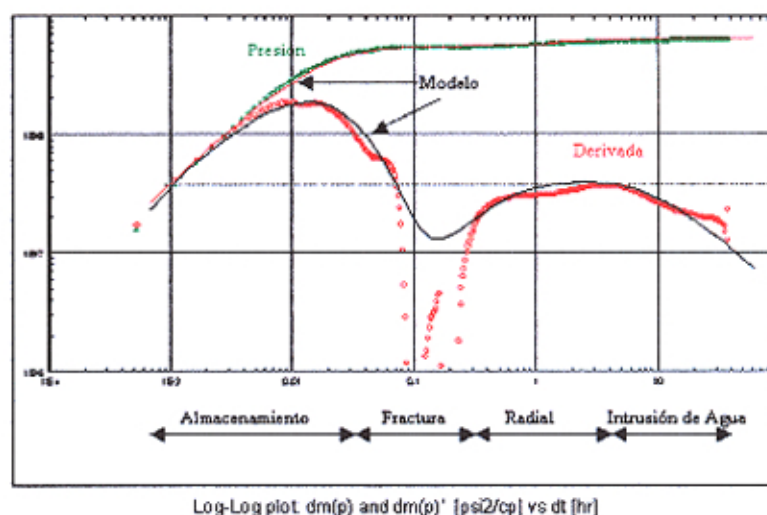
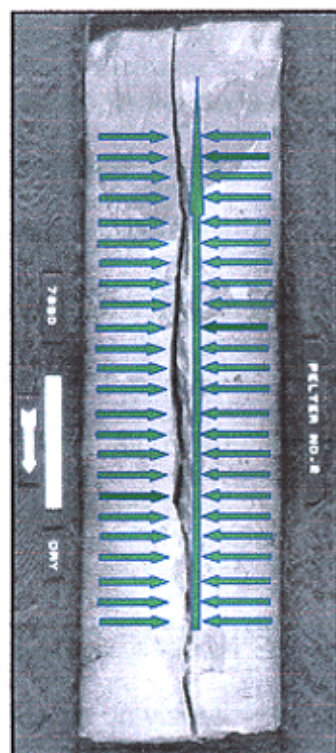


Figura 18. Prueba de Presión Reservorio Fracturado

- En este ejemplo, la fractura natural provee la principal capacidad de flujo y la matriz almacenaría principalmente los fluidos.
- Las fracturas rápidamente proveen los fluidos que almacenan, hacia las zonas de menor presión.
- Después de un tiempo la matriz comienza su aporte.

Estos comportamientos en reservorios naturalmente fracturados son dominados por dos parámetros fundamentales que son:

Omega: Fracción del volumen poral ocupado por las fisuras para el total del volumen poral interconectado. (0 –1)

Lambda: La habilidad de la matriz para proveer flujo hacia las fracturas. (10⁻³ -- 10⁻¹⁰)

6. MODELO DINAMICO

6.1 GRILLA DE SIMULACIÓN

La grilla fue recibida del equipo de geología con todos sus rasgos y propiedades petrofísicas, teniendo las siguientes dimensiones:

I: 27 (150 mt.)

J: 23 (150 mt.)

K: 66 (Variable de acuerdo a la unidad productora)

Dando un total de 40986 celdas asignadas a la matriz y 81972 el total de celdas para el modelo doble porosidad.

La grilla fue creada en Petrel y Exportada a través de un Rescue File el cual fue cargado en un visualizador del simulador (Builder) para ser trabajado.

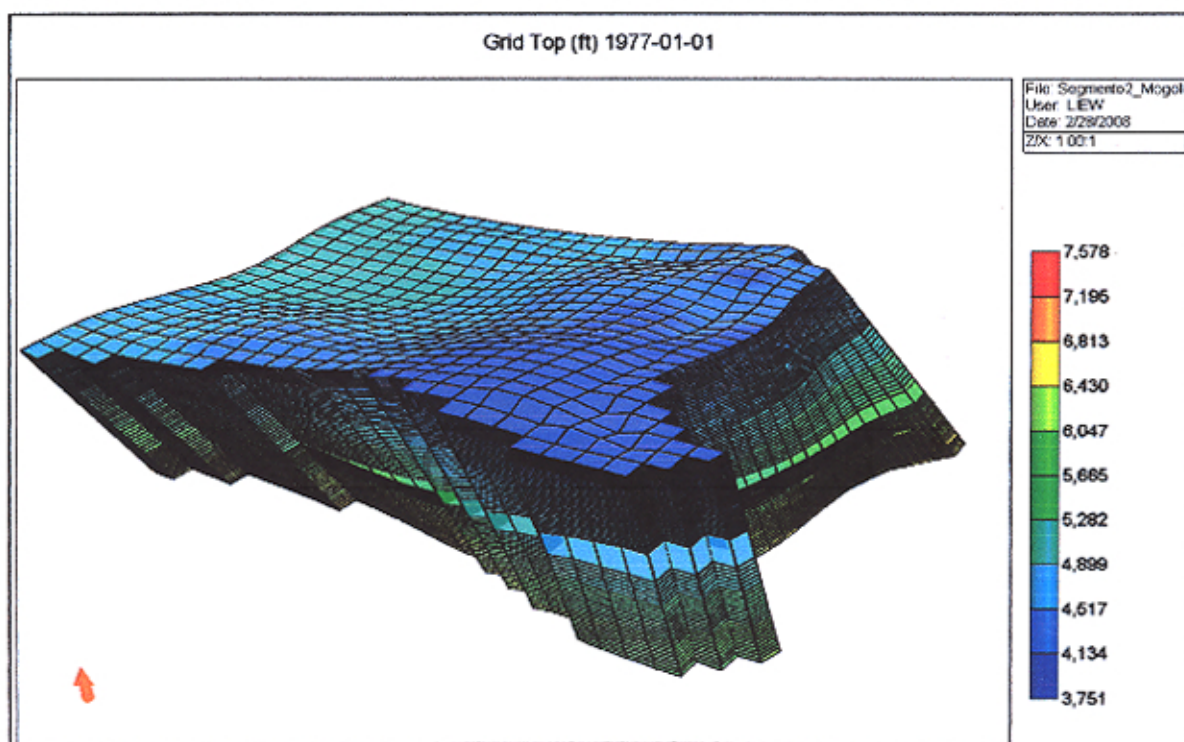


Figura 19. Grilla Tridimensional

6.2 Modelo de Fluidos

El yacimiento Zapotal cuenta con un análisis PVT realizado en el pozo EA7141 que data de los años 80's cuando se comenzó a desarrollar el campo por esta formación.

El modelo de Fluidos utilizado es un Black Oil contando con las siguientes características:

Datum del Análisis: 6400 pies.

Temperatura de Reservorio: 144 °F

Densidad API: 26

Gravedad específica del gas: 0.7450

Factor Volumen de formación de Petróleo: 1.143 Bls/Stb

Presión de Burbuja: 1750 psi

Todas estas condiciones iniciales se llevaron a un datum de 5500 pies a través de correlaciones con las cuales se trabajo en el simulador para el bloque.

Se muestra a continuación los gráficos de R_s , β_o , β_g y μ_o respecto a la presión de reservorio.

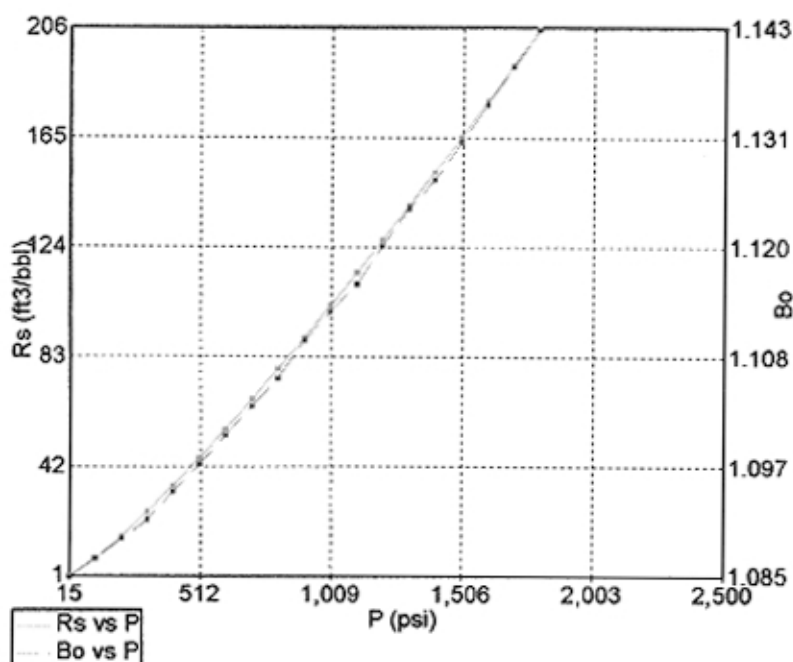
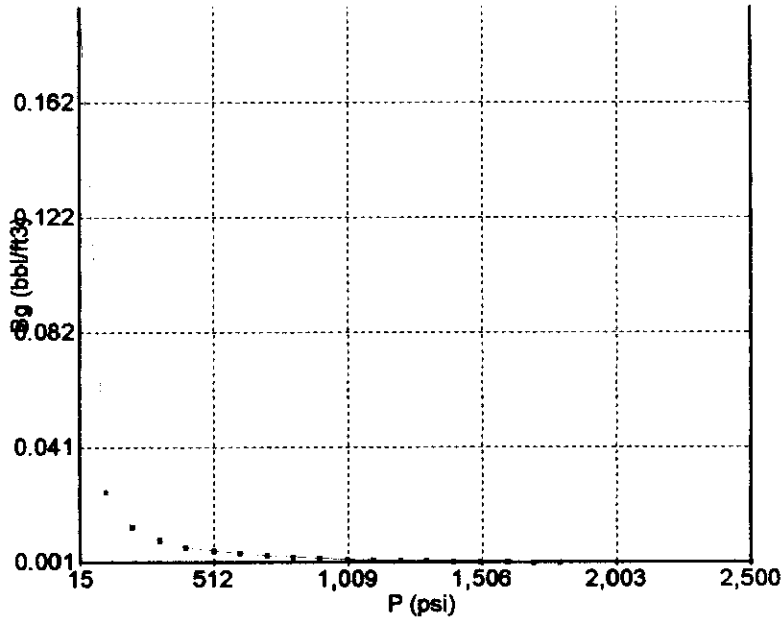
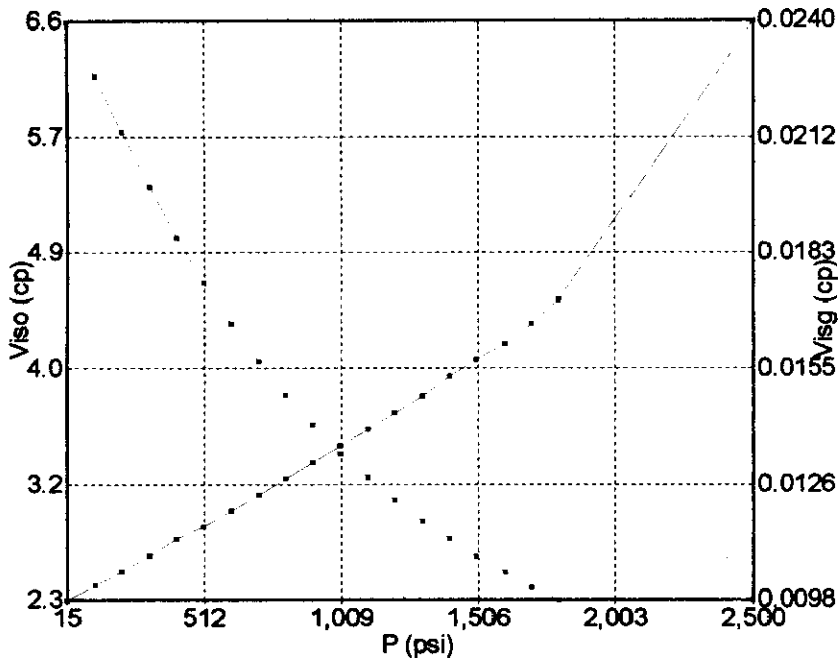


Figura 20. Razón de Solubilidad y Factor de volumen de Formación de Petróleo



Bg vs P Figura 21. Factor de volumen de Formación Gas



Viso vs P
Visg vs P

Los datos PVT utilizados en la simulación numérica, son los mismos para las diferentes unidades productoras en la Formación Mogollón es decir para el Mogollón In situ y Mogollón Repetido.

6.3 Modelo Roca - Fluido

Se trabajo con la data pre- existente tomada en el tiempo de la administración del Lote X por la empresa Petroperú, pudiéndose encontrar análisis de coronas y data ya generada e interpretada por técnicos de aquella época; También estudios realizados en la década 90's por la compañía Pérez Compañc e informes de sus técnicos.

6.4 Permeabilidades Relativas

Para la elaboración del presente trabajo fue fundamental la integración del conocimiento y aporte de la parte de Ingeniería de Reservorios – Petrofísica – Geología; es así como hemos podido asociar el comportamiento de los fluidos, sus propiedades y la interacción de estos a la caracterización de la roca.

Las permeabilidades relativas obtenidas para el presente trabajo dan una idea mas clara de lo mencionado anteriormente y reflejan un sumo cuidado de la asignación de esta propiedad a un tipo determinado de roca.

El pozo EA7093 perteneciente al bloque cuenta con una muestra de corona de toda la formación mogollón, en esta corona se realizaron pruebas de *Presión Capilar* en diferentes plugs variando la profundidad es así que se realizo el análisis identificando la profundidad donde se realizo la prueba, el tipo de roca en la descripción litológica, las características petrofísicas (Porosidad y Permeabilidad absoluta al aire) de cada uno de los puntos.

El equipo multidisciplinario realizó una *Caracterización de Litofacies* de la formación Mogollón del pozo EA7093 y se asoció a una respuesta eléctrica en los perfiles de resistividad; Teniendo como patrón este pozo, se pasó a la descripción de los siguientes pozos del bloque, dando como resultado la siguiente numeración:

N°	Tipo de Roca
4	Conglomerado
3	Arenas
2	Areniscas
1	Limolitas

Tabla 1. Tipos de Rocas

En la siguiente figura se puede apreciar las distintas *Litofacies* descritas en la parte superior.

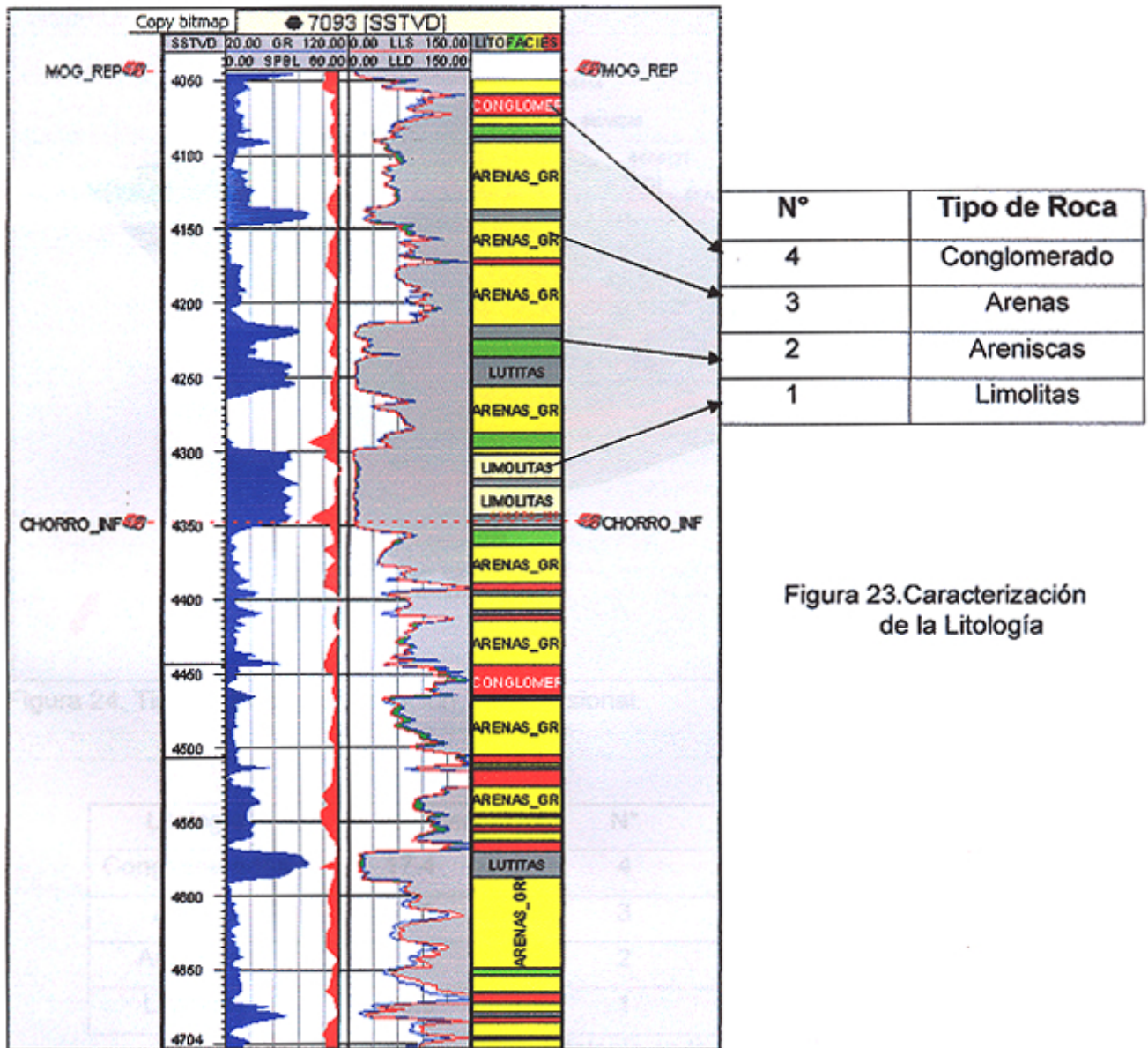


Figura 23. Caracterización de la Litología

Esta caracterización permitió ver claramente que es reservorio y que no es reservorio del volumen total, esto fue muy valioso para generar una asociación de las presiones capilares para distintas litología a distinta características petrofísicas.

En la siguiente figura podemos ver la distribución espacial de las litofacies para el Segmento las cuales te dicen donde están las mejores características de roca.

6.5 Presión Capilar

Se obtuvo varios ensayos de presión capilar en distintos puntos donde la litología cambiaba del pozo EA7093, es así como se asoció distintos ensayos de presión capilar para un mismo tipo de roca y se obtuvo una curva representativa como se muestra en la siguiente figura.

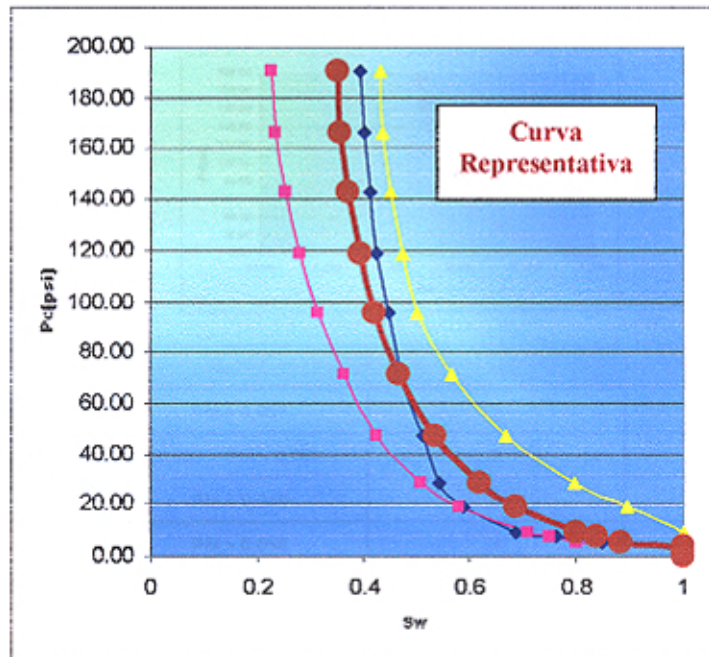


Figura 25. Curva Representativa de presión Capilar

La curva marrón representa la presión capilar de un conglomerado con características de roca de:

- Porosidad: 6%
- Permeabilidad: 0.55 md.

Sabiendo que el mayor volumen y las mejores pruebas productivas de hidrocarburos vienen de la zona conglomeradica y arenosa, de tal forma hemos caracterizado las presiones capilares para éstos, siguiendo el mismo procedimiento arriba antes mencionado.

Es así como se generó 6 tipos de curvas representativas para la presión capilar y su saturación de agua irreductible (S_{wir}) para los conglomerados y las arenas todo esto asociado a una característica de roca que varía como la porosidad.

Mostramos a continuación cual fue el resultado de esta técnica aplicada.

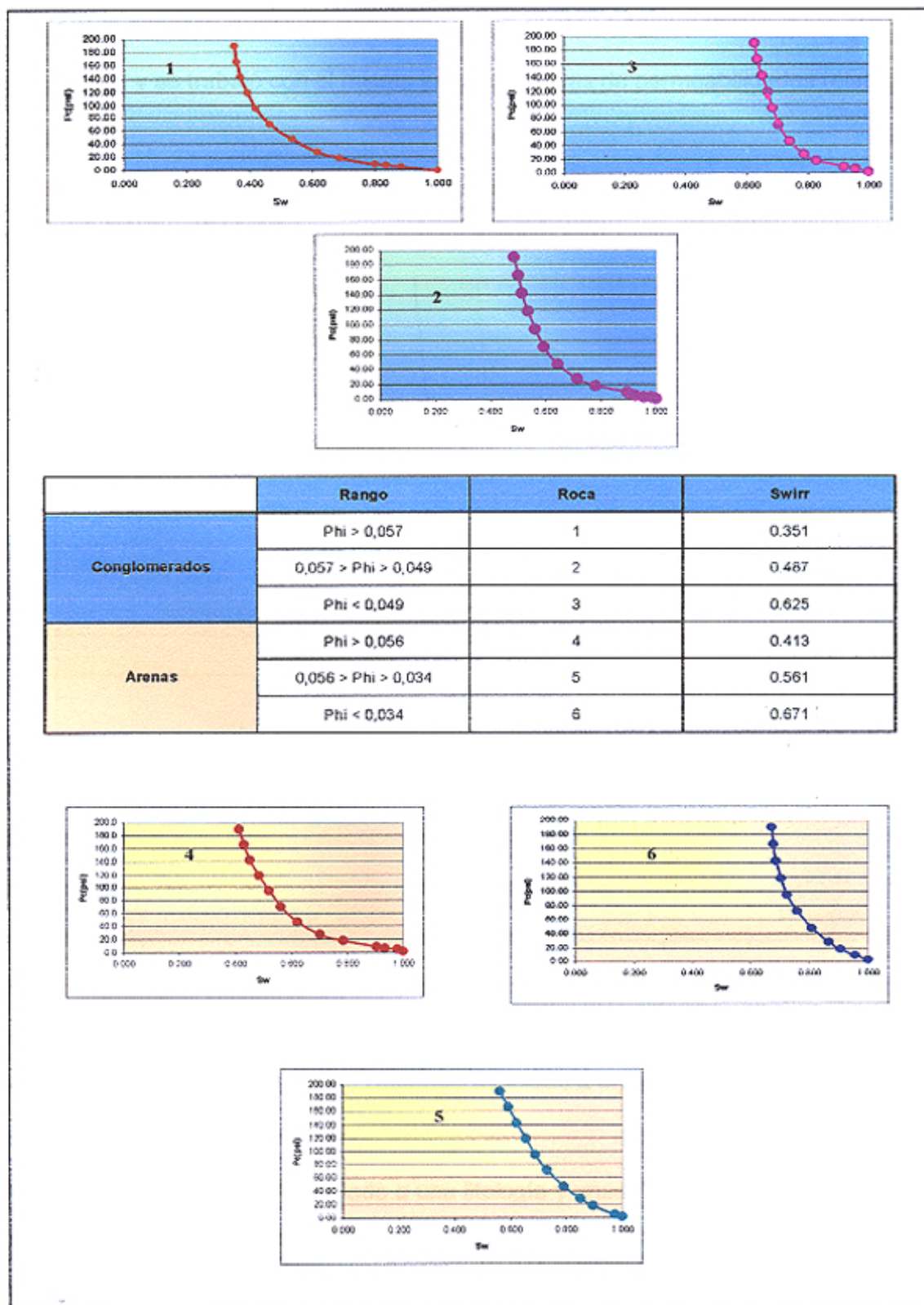


Figura 26. Curvas de Presión capilar asociadas a un tipo de Rocas

Aplicando esta técnica se logró caracterizar el comportamiento de un capilar en el conglomerado o en la arena, dependiendo de su porosidad, la cual te da una idea del tamaño de garganta poral que puede tener cada tipo de roca.

Así se generó distintas curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo para cada presión capilar y se trabajó con el mismo juego de curvas de permeabilidades relativas agua-gas.

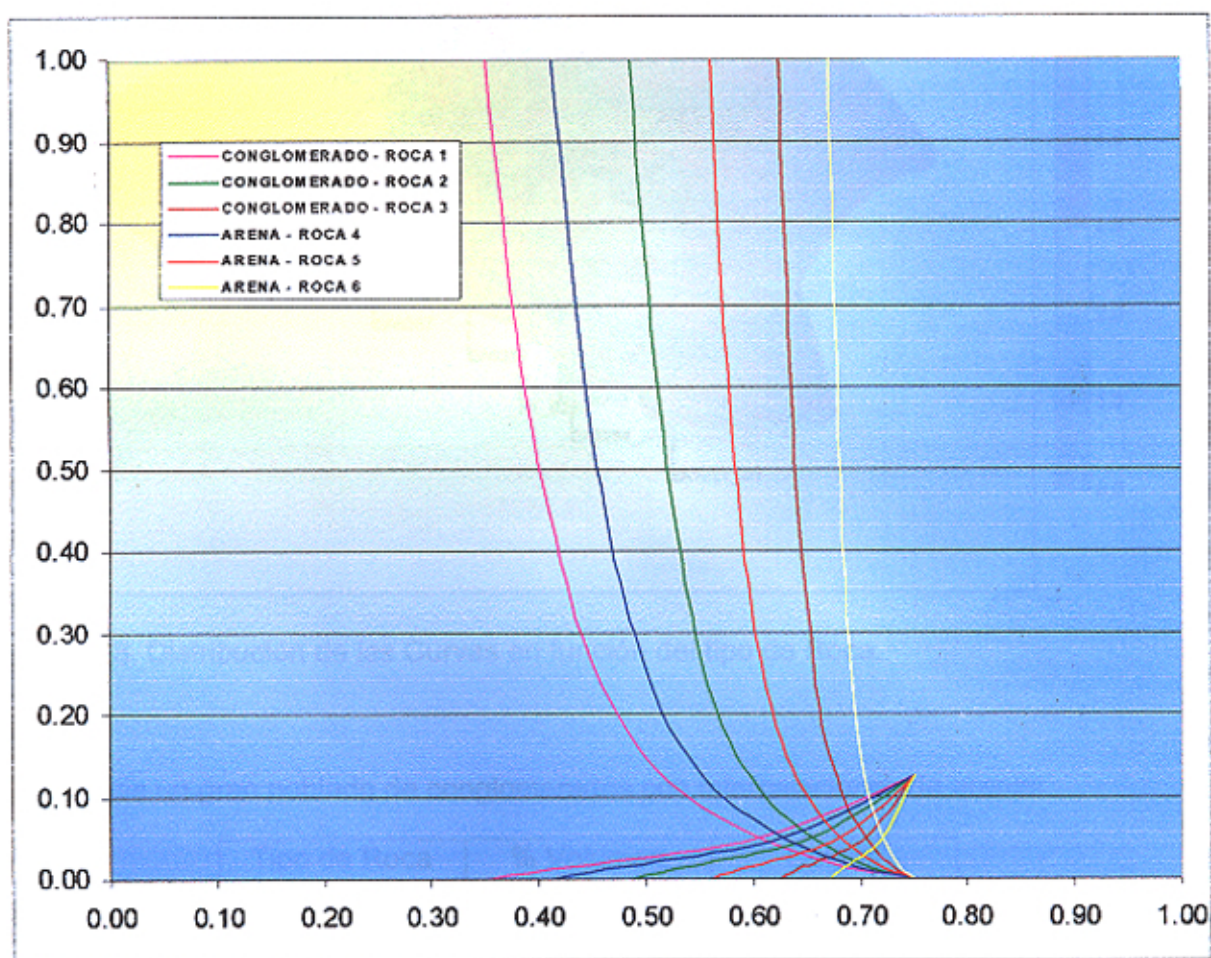
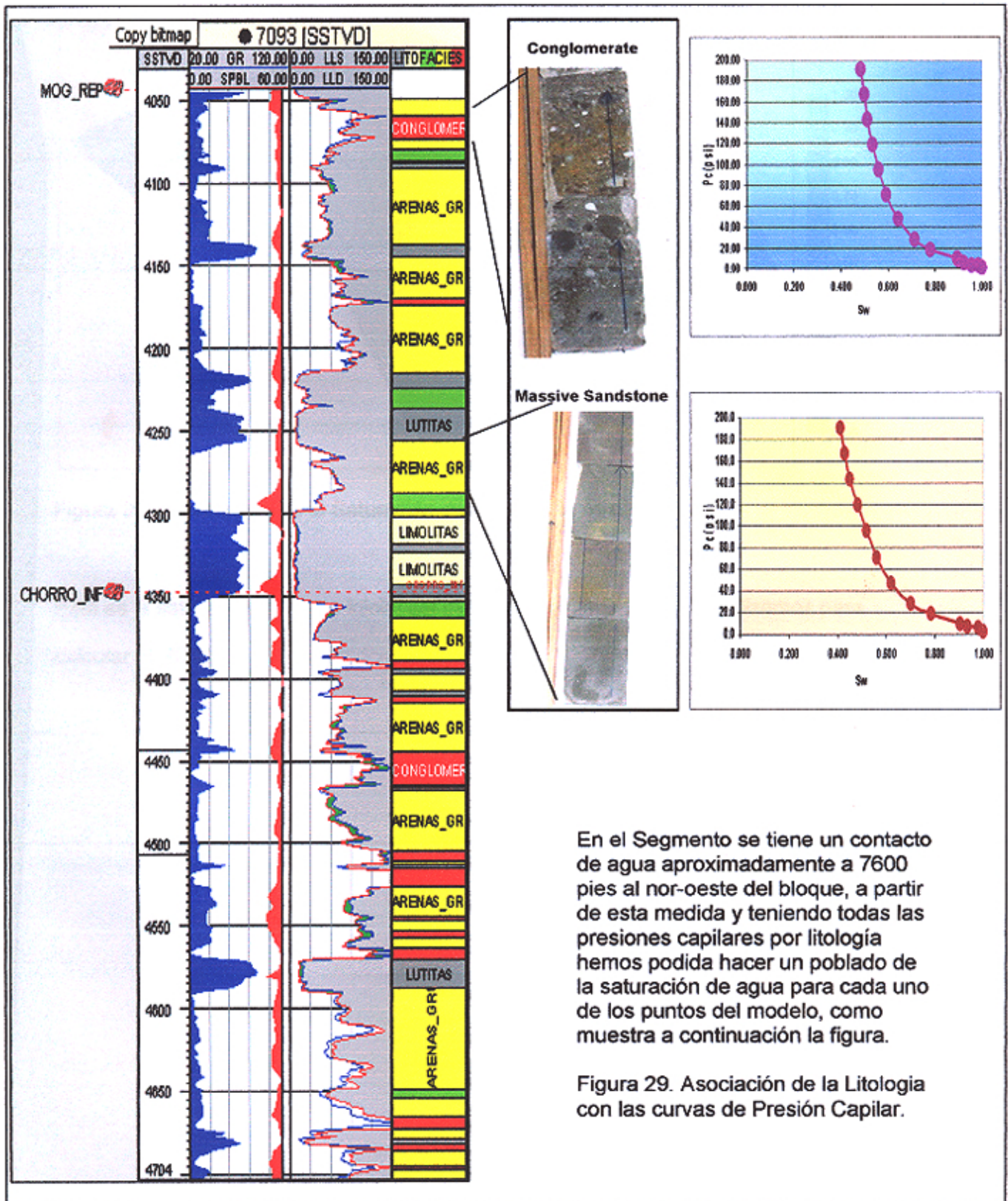


Figura 27. Tipo de Permeabilidades Relativas asociado a un Tipo de Roca

Como cada tipo de roca está asociado a una litología y unas características petrofísicas se pudo distribuir cada una en el segmento de acuerdo a la descripción geológica.

Como producto final se representa el modelo como muestra la ilustración.



En el Segmento se tiene un contacto de agua aproximadamente a 7600 pies al nor-oeste del bloque, a partir de esta medida y teniendo todas las presiones capilares por litología hemos podida hacer un poblado de la saturación de agua para cada uno de los puntos del modelo, como muestra a continuación la figura.

Figura 29. Asociación de la Litología con las curvas de Presión Capilar.

Water Saturation 1977-01-01

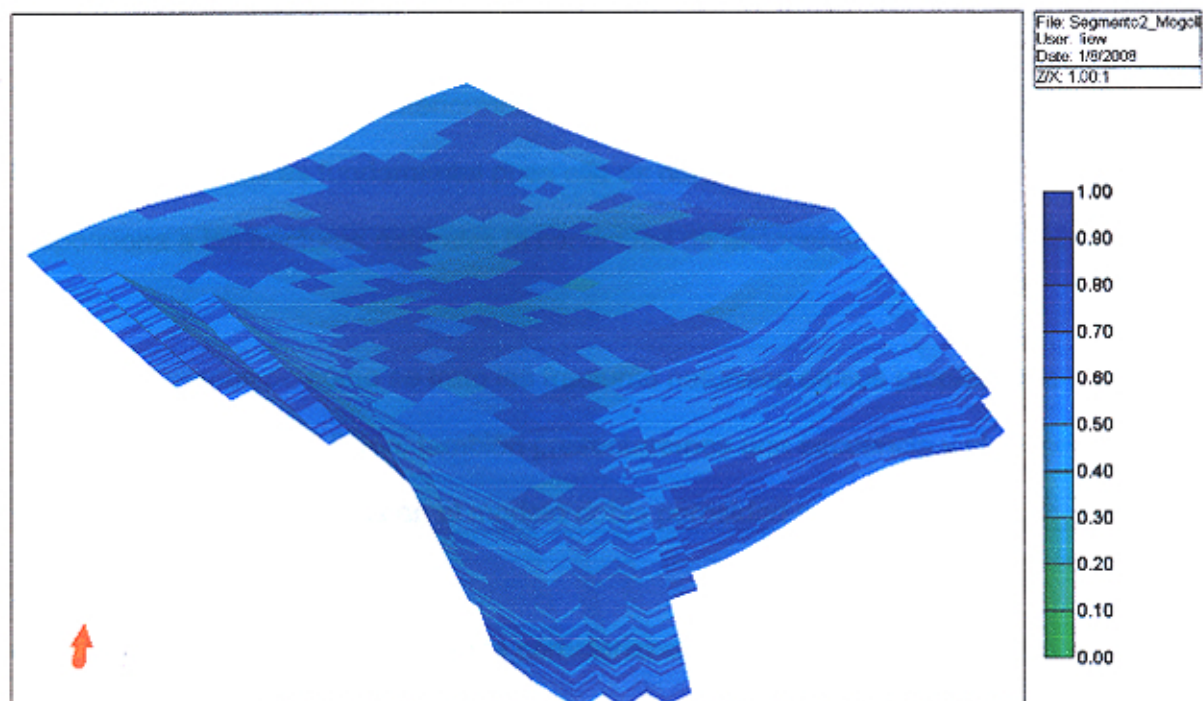


Figura 30. Distribución de la Saturación de Agua en la matriz.

Esta es la saturación de agua inicial del modelo Segmento 2, la cual utilizamos para calcular el POIS.

7. Caracterización de las Fracturas Naturales

Todos los puntos referidos anteriormente nos llevan a tener una buena caracterización de la matriz, lo cual es fundamental pues ella es donde está la carga de petróleo y proporciona a las fracturas naturales la capacidad de almacenamiento del sistema.

Ahora hablaremos de cómo se trato las fracturas naturales en sus propiedades petrofísicas y de roca – fluido, también presentaremos una secuencia y el proceso para la elaboración de estas en el modelo doble porosidad que hemos utilizado.

Es importante recordar que para esta caracterización de las fracturas naturales se puso a disposición toda la data obtenida del muestreo de afloramientos realizados en el campo, donde se midieron los distanciamientos de fracturas, así como el espaciamiento, los cuales se llevaron y representaron en el reservorio, los registros de imágenes de la zona, los registros de buzamientos de las capas y orientaciones de las mismas para obtener un modelo geomecánico en la zona y en el bloque trabajado, las pruebas productivas así como las respuestas iniciales de los pozos, los ensayos de prueba de presión y fall-off encontrados.

Finalmente un punto importante que se considero para la caracterización de las fracturas naturales fue el modelo de roca utilizado debido a que la mayor cantidad de fracturas naturales se generan en las facies arenosas por ser menos plásticas, seguido de las facies conglomeradicas por ser un ambiente sedimentario caótico y no muy limpio y sin ningún efecto de fracturamiento en las arcillas debido a su plasticidad.

8. Proceso para Elaboración de propiedades de Fracturas Naturales

La base para la creación de las propiedades de las fracturas naturales en el modelo, fueron los afloramientos recorridos, los perfiles de imágenes, las mediciones de núcleos, el modelo geomecánico del campo y los mapas productivos de la zona, así como los diagramas de rosetas de la zona para las orientaciones de las fracturas naturales en la zona.

Los afloramientos nos dicen que el mogollón tiene un componente de fracturas naturales que da la capacidad de flujo al reservorio para que los fluidos puedan viajar a través de ellas. La siguiente figura muestra el paso de fluido por las fracturas naturales.

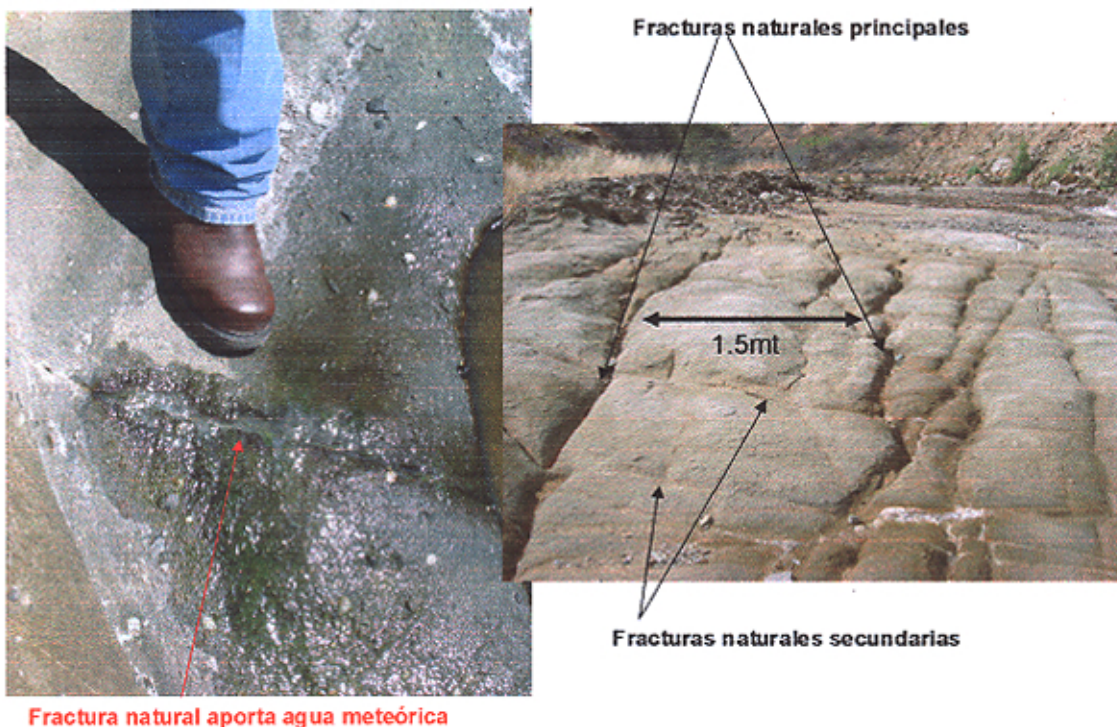


Figura 31. Fracturas naturales, Aflojamientos Formación Mogollón

Los registros de imágenes también nos muestran la evidencia de la importancia de las fracturas naturales en esta formación, en la siguiente figura se identifican las

fracturas naturales abiertas de (Sinuosidad azul) y las fracturas naturales cerradas con algunos minerales (sinuosidad amarilla)

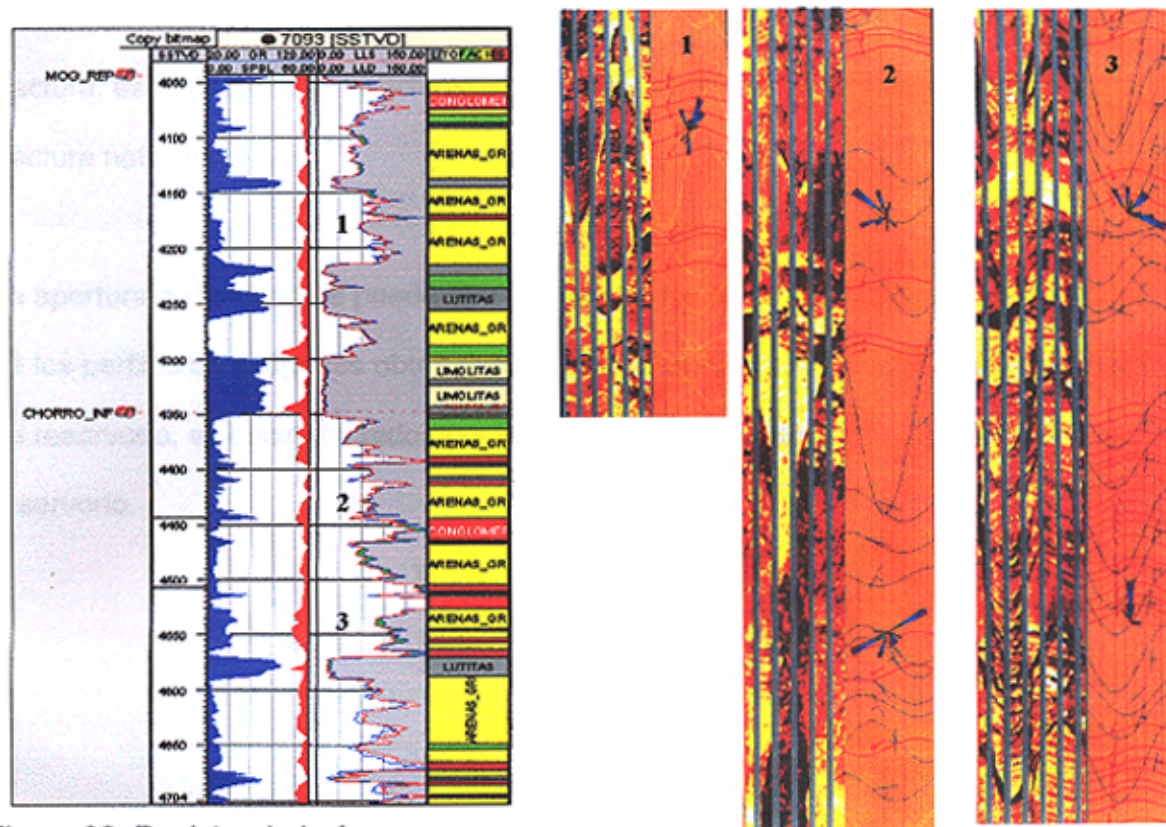


Figura 32. Registro de Imágenes

Se aprecia que la unidad tres es la zona con mas fracturas abiertas, la unidad dos cuenta con una menor cantidad de fracturas abierta y la unidad uno todas las fracturas naturales están cerradas.

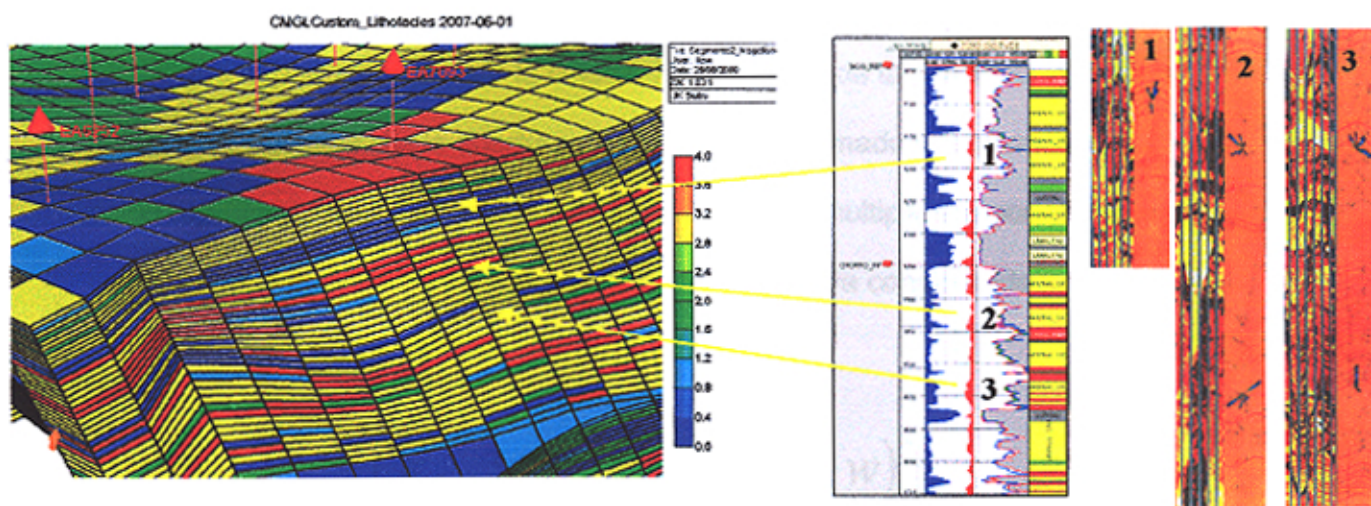


Figura 33. Integración de Densidad de Fracturas en el Modelo

9. Permeabilidad de Fracturas Naturales

La permeabilidad de fractura es una propiedad que esta en función de la apertura de fractura, es decir a mayor apertura de fractura, una mayor permeabilidad tendrá la fractura natural.

La apertura de fractura se puede obtener de una medición un núcleo de la formación, de los perfiles de imágenes obtenidos ó de los aflojamientos llevados a las condiciones de reservorio, es decir afectados por la sobrecarga litoestática y la presión poral de reservorio.

$$k_{frac} = \frac{w^2}{12} \quad \begin{array}{l} \Delta y: \text{Ancho de celda} \\ W: \text{Ancho de fractura} \end{array} \dots\dots\dots(50)$$

Los valores de esta propiedad son asignados a las celdas del modelo, a través de una ponderación de la apertura de la fractura y el ancho de la celda a ser asignada como muestra la siguiente figura.



Es así que la permeabilidad de la celda es una función de la permeabilidad de la fractura multiplicada por la apertura de la fracturas, sumado a la permeabilidad de la celda representada por la permeabilidad de la matriz, multiplicada por el ancho de la celda, para esto se debe restar la apertura de fractura ya considerada antes, todo esto dividido entre el ancho de la celda.

$$k_{cell} = \left[\frac{k_{frac} \times w + k_{mat} \times (\Delta y - w)}{\Delta y} \right] \dots\dots\dots(51)$$

De los núcleos de la formación mogollón se tienen muestreos de permeabilidades de fractura acercándose mucho a valores promedios de 12 md, la prueba de pozos arrojan valores de 10 md.

Para la asignación de los valores de permeabilidad de fracturas naturales, se utilizaron multiplicadores para llegar a los valores promedios validados en los métodos de mediciones antes mencionados.

La siguiente figura muestra la distribución de la permeabilidad de la fracturas naturales.

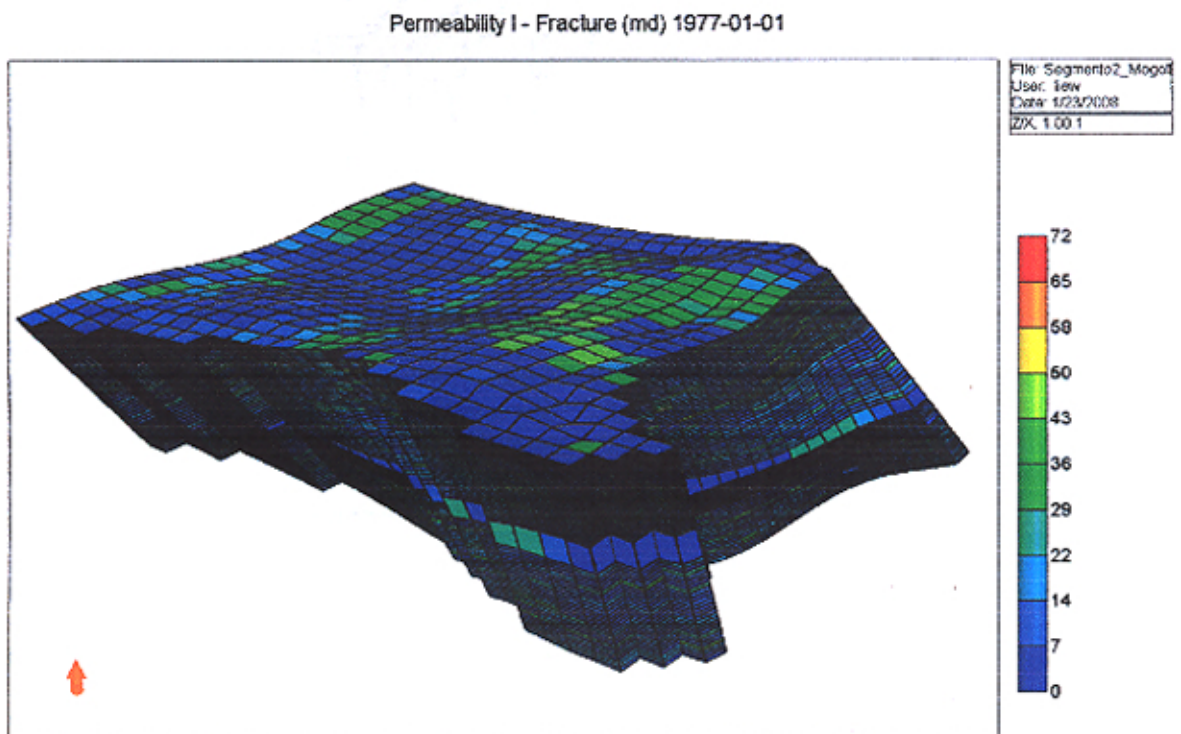


Figura 35. Permeabilidad de Fracturas Naturales

10. Espaciamiento de Fracturas Naturales.

La densidad de fracturas naturales está en función del espaciamiento de fractura la cual refleja la distancia de una fractura natural hasta la siguiente fractura natural en un grid block., la siguiente figura es un reflejo de lo antes mencionado.

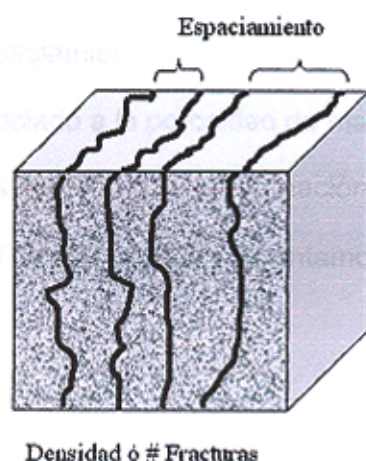


Figura 36. Espaciamiento de Fracturas Naturales

Para el modelo se utilizaron los mapas de respuestas iniciales de producción como base para la orientación de las fracturas, así como también los modelos geológicos y sus secuencias como sus efectos tectónicos en el área.

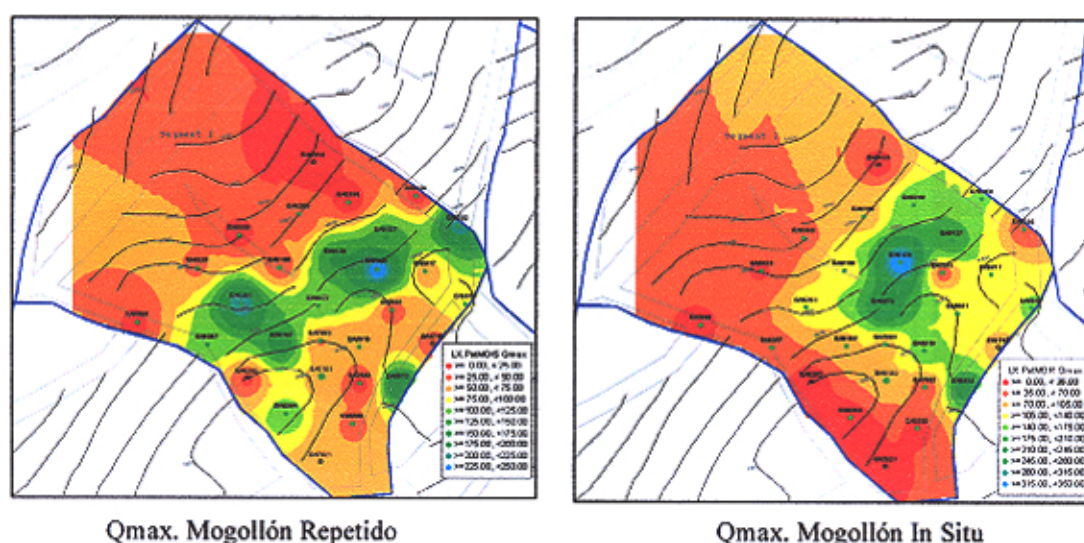
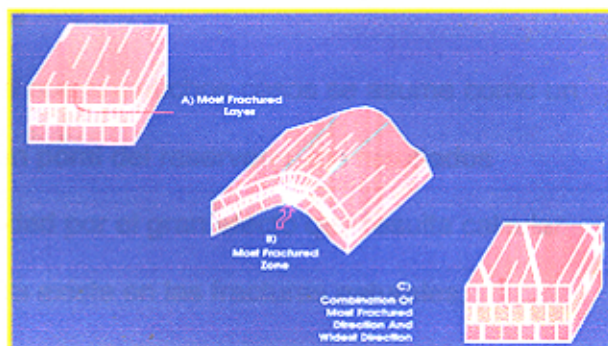


Figura 37. Respuestas Iniciales para la Fm. Mogollón Repetido y Mogollón In Situ

Nelson & Serra (1995)

Figura 38. Modelo Aplicado al Bloque



Es así como se estimó el espaciamiento de fractura por estos dos parámetros, además se utilizó un multiplicador asociado a la porosidad de matriz para variar la densidad de fracturas por cada uno de los miembros de la Formación Mogollón Repetido y Mogollón In Situ. La grilla tridimensional que presentamos en las siguientes figuras reflejan lo antes mencionado.

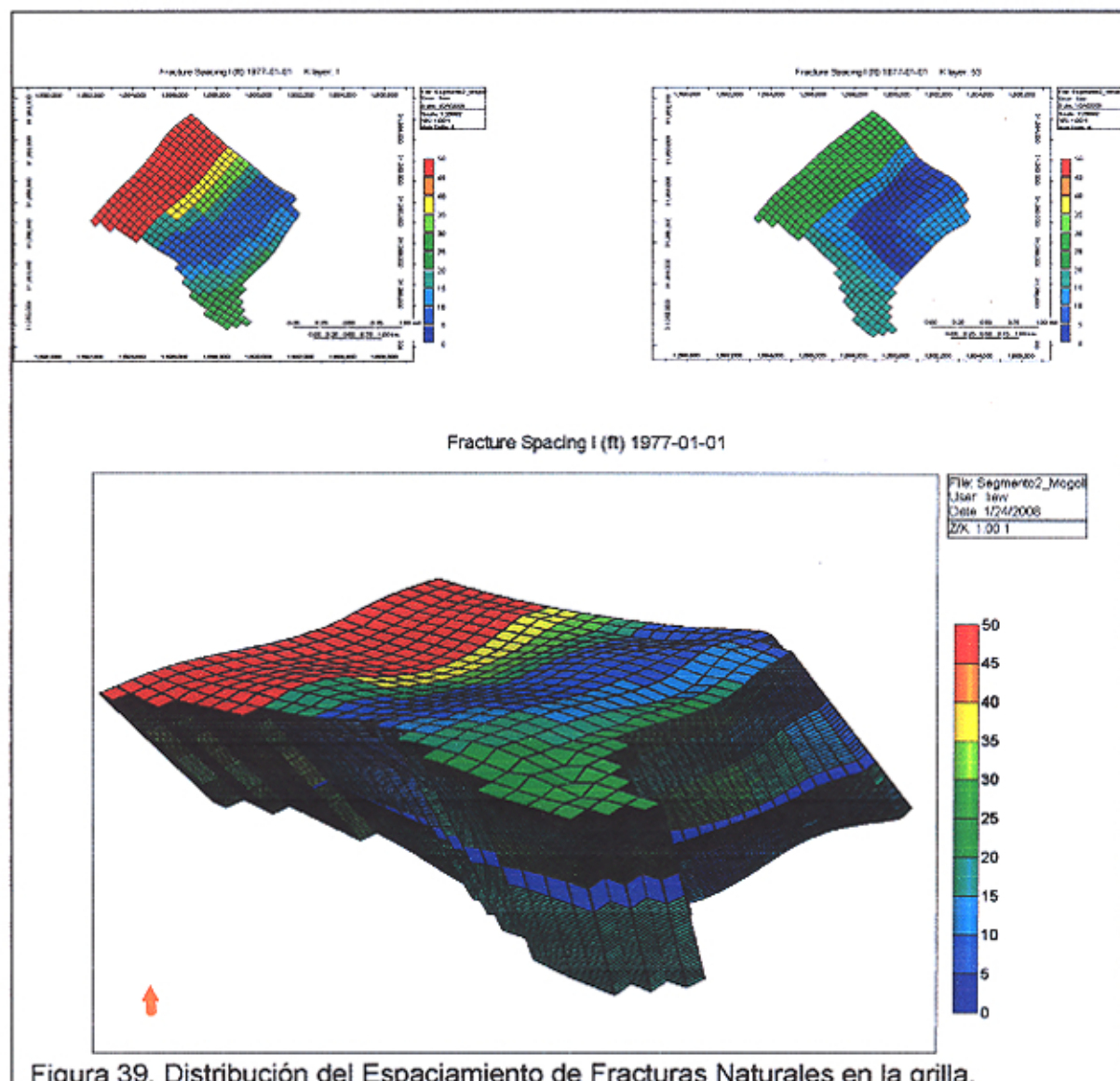


Figura 39. Distribución del Espaciamiento de Fracturas Naturales en la grilla.

11. Porosidad de Fracturas Naturales

La porosidad de fractura es una propiedad que en muchos casos se asume como un valor sencillo entre 0.5% a 2% del volumen poral del reservorio, los resultados demuestran la importancia de esta propiedad por el gran efecto que resulta calcular cuanto volumen de petróleo Original In Situ existe en las fracturas naturales.

La porosidad de fractura no esta asociado a la cantidad de fracturas naturales generadas en el reservorio, sino a la cantidad de fracturas abiertas que aportaran la capacidad de flujo al pozo, estas fracturas tendrán una apertura de fractura así como una longitud, las cuales determinaran el volumen, que estas representan.

La siguiente expresión nos muestra la fórmula para calcular la porosidad de fractura:

$$\phi_r = \left(\frac{V_p}{V_b} \right) \times 100 \dots\dots\dots(52)$$

$$\phi_f = \left(\frac{e}{D + e} \right) \times 100$$

- Donde:
- ϕ_r , = Porosidad de matriz
 - ϕ_f = Porosidad de Fractura
 - V_p = Volumen Poral (no fracturas)
 - V_b = Voumen Total
 - D = Espaciamiento promedio entre fracturas
 - e = Apertura efectivo promedio de las fracturas

Para el nuestro trabajo se contó con el muestreo de campo y las mediciones físicas de fracturas en coronas, las cuales fueron utilizadas en el modelo.

De la misma forma que para la permeabilidad de fracturas naturales, se utilizó multiplicadores basados en criterios que se explicarán a continuación.

A través de un estudio realizado en el campo Sprayberry Texas USA. , Denominado Metodología para identificación de apertura de fisuras, para cálculo de volumen de fracturas y los datos de núcleos de la formación mogollón medidos en el pozo EA7093 del segmento, se obtuvo un volumen de fracturas naturales el cual no excedía de 1% – 1.5% del volumen total poroso de la matriz, por tal motivo los multiplicadores utilizados estuvieron basados en lo antes mencionado.

La siguiente figura muestra la grilla tridimensional de la porosidad de las fracturas naturales en el segmento.

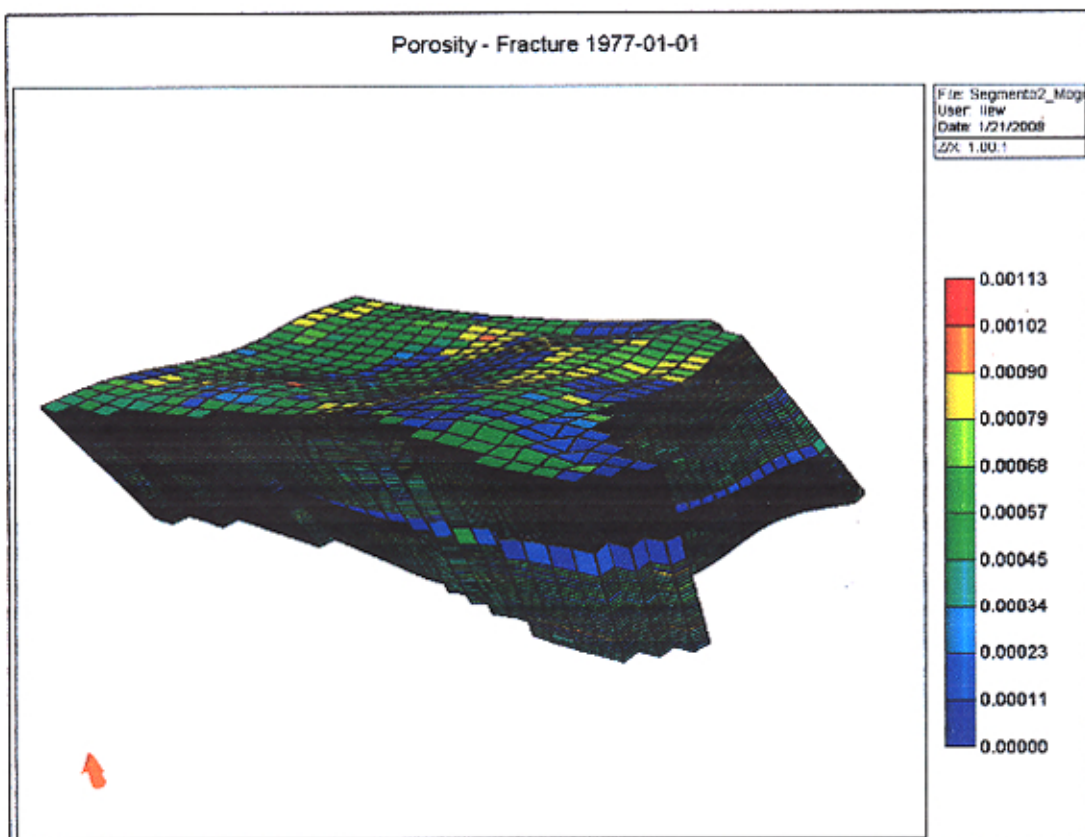


Figura 40. Porosidad de Fracturas Naturales

12. Modelo Roca Fluido – Fracturas Naturales

Como parte del trabajo antes mencionado para el cálculo de volumen de fracturas naturales se obtuvo las aperturas promedios de las fracturas naturales para el segmento.

Para la Formación Mogollón las aperturas de las fracturas naturales son superiores a los 0.005 centímetros, (validados en los registros de imágenes del Lote X). De este resultado se considero las curvas de Permeabilidades Relativas como una X, y sin efecto de Presión Capilar, todo esto basados en el Paper SPE 95241. Revisar para los que busquen saber cuando hay que aplicar un juego de curvas distintas a las mencionadas.

El gráfico de tres fases demuestra que la inicialización se realiza con las fracturas naturales llenas de hidrocarburos.

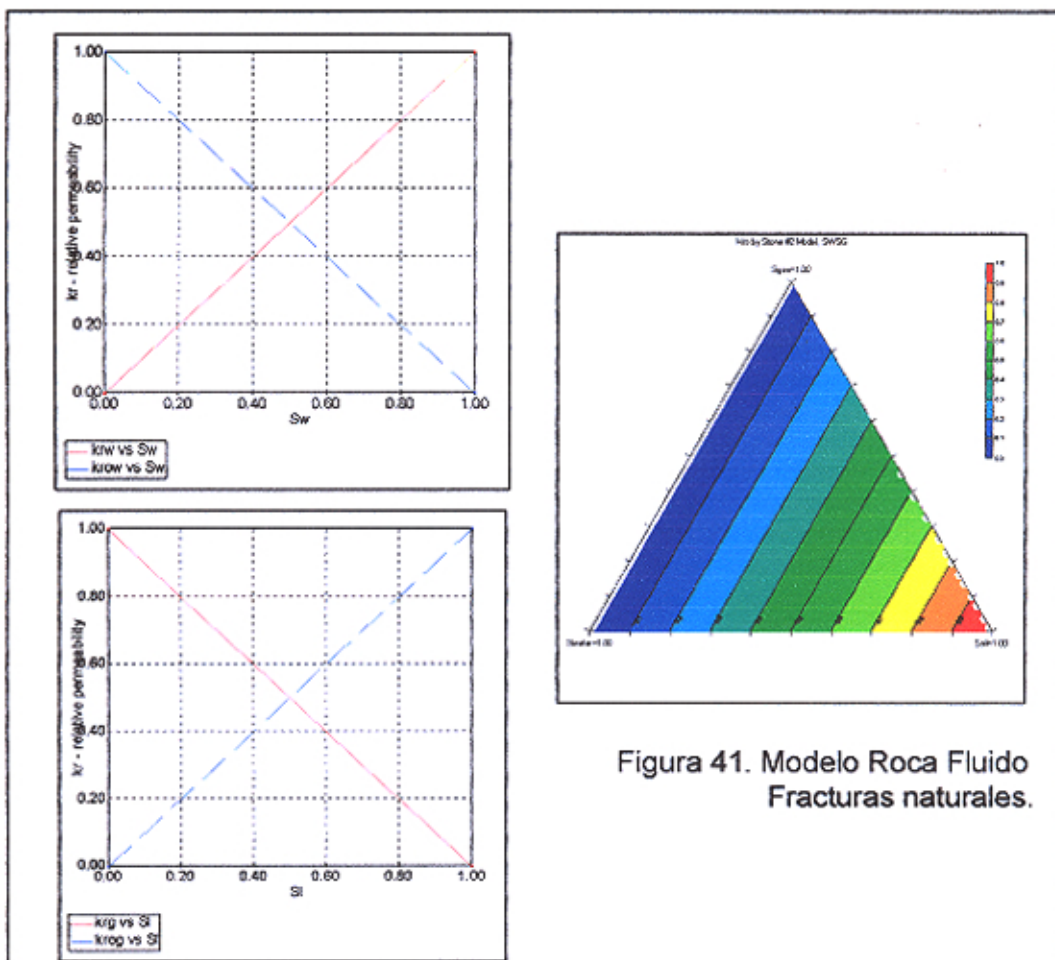


Figura 41. Modelo Roca Fluido Fracturas naturales.

13. Inicialización del Modelo Doble Porosidad

Para inicializar el modelo se utilizó la condición Equilibrio Homogéneo entre la Matriz y las Fracturas Naturales.

De la misma manera esta condición distribuyó Homogéneamente la Presión Inicial del Reservorio, considerando una gradiente de reservorio de 0.45 psi/pies a un datum de 5500 pies.

Se cargaron los datos de producción de pozos, punzados y trayectorias para cada uno y se obtuvo la validación del simulador para correr el modelo Doble Porosidad de la Formación Mogollón – Segmento 2.

14. Petróleo Original In situ (POIS)

La siguiente tabla muestra los volúmenes de los fluidos In Situ en el bloque, vale la pena recordar que la Formación Mogollón es un reservorio *Gas en Solución Sub.-Saturado* en condiciones Iniciales por lo que no tenemos Volumen de gas libre.

Unidades productoras	Petróleo (MMSTB)	Agua (MMSTB)
Chorro Superior Repetido	11.58	11.15
Chorro Inferior Repetido	32.76	37.11
Fuente-Mogollón Inferior Repetido	33.32	40.10
Ostrea	0.70	1.77
Chorro Superior	8.28	12.57
Chorro Inferior-Fuente	17.03	29.42
Total	103.66	132.12

Tabla 4. Distribución de los Volúmenes de Fluidos In Situ

15. Ajuste de historia

La fecha de inicio para la producción del bloque es 1977/01/01, comenzando con el pozo EA5891, el primer paso para el ajuste Historia fue ajustar la presión de reservorio del segmento y la presión de fondo de cada pozo, la siguiente figura muestra el ajuste de presión de reservorio y como esta cambia en el tiempo hasta la actualidad con la producción de los pozos.

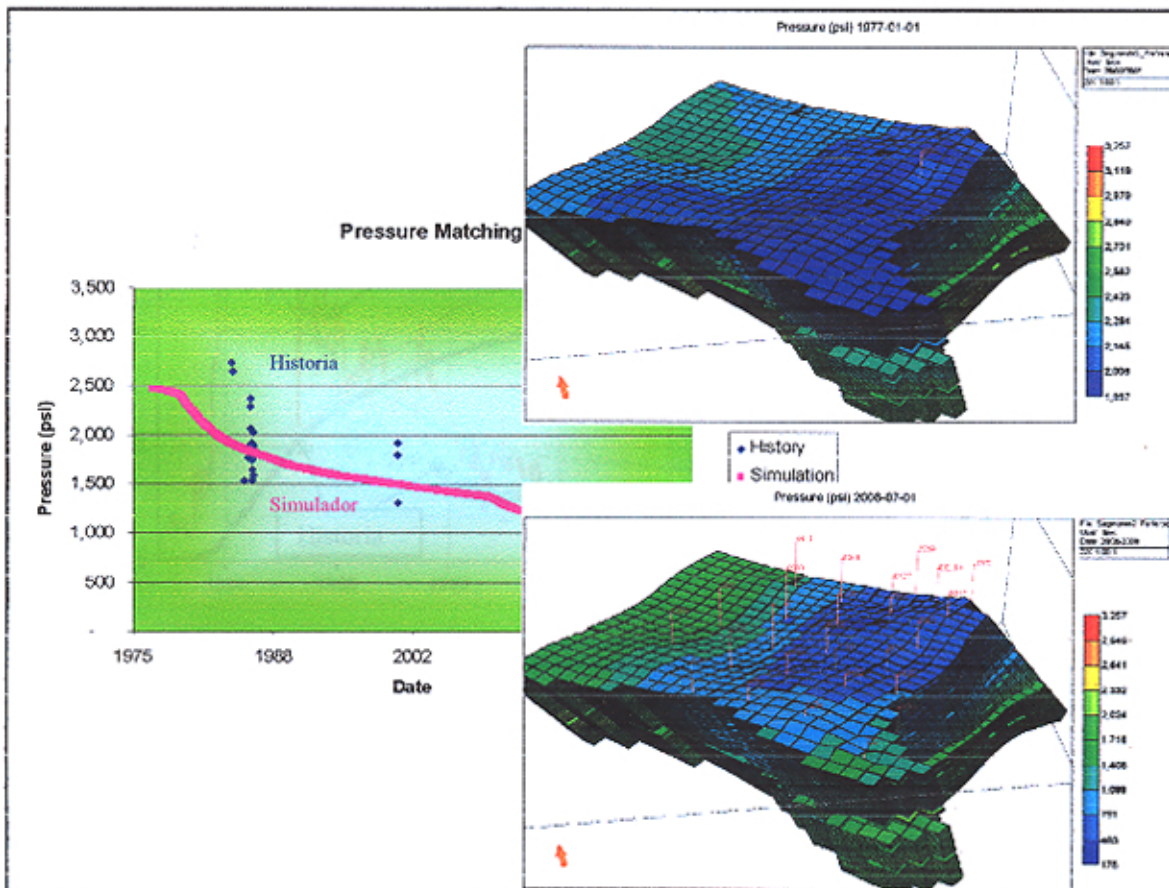
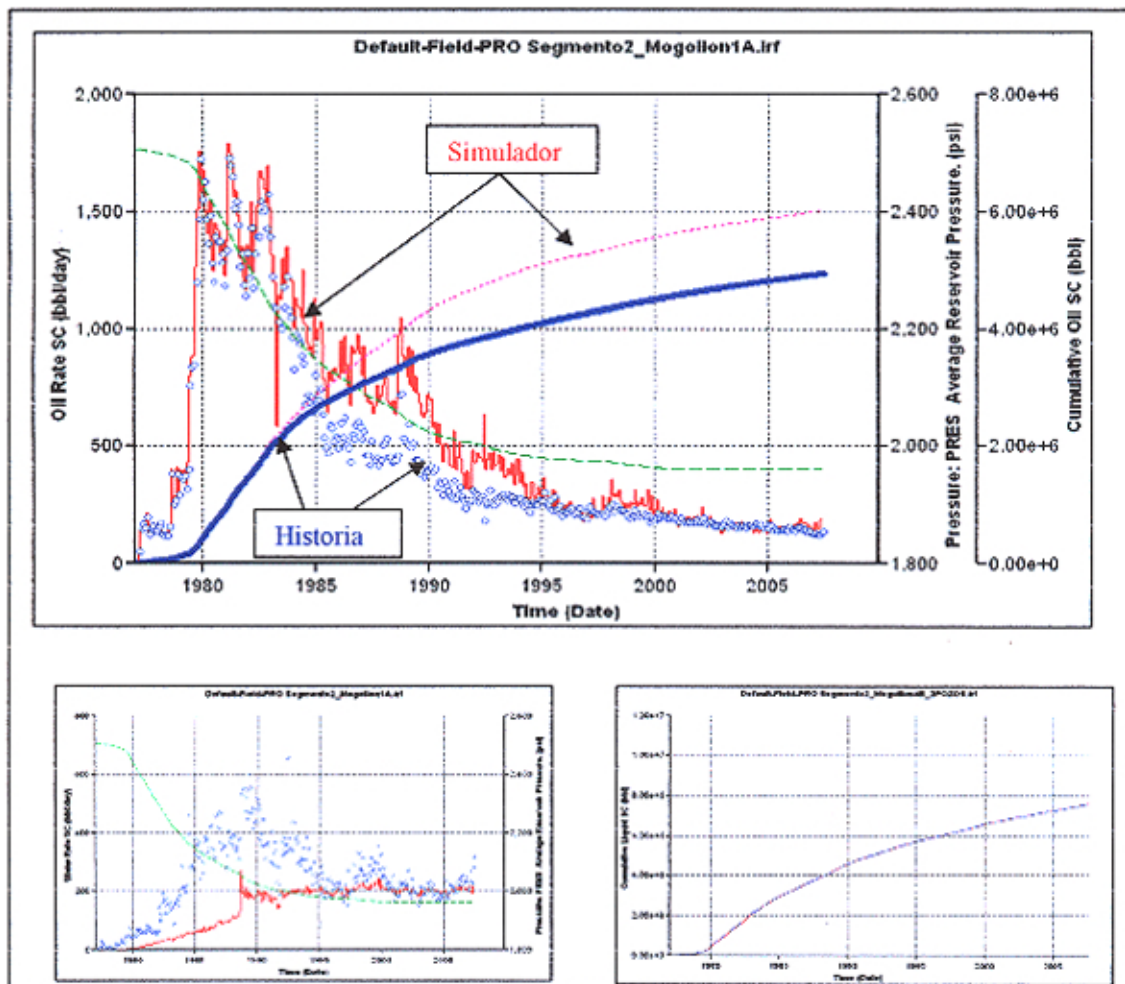


Figura 42. Ajuste de Presión de Reservorio.

Después de este primer paso se paso a ajustar el volumen total de fluido producido del campo.

Finalmente se paso a ajustar el volumen de producción de petróleo del campo, buscando siempre una comparativa entre la producción mensualizada y la producción acumulada de petróleo.

En las siguientes figuras, se pueden apreciar el ajuste de Petróleo, agua y volumen total de fluidos, el desfase en las producciones acumuladas de petróleo es aproximadamente del 15% y el ajuste de producción de agua al final es muy bueno.



El ajuste de historia tiene una aceptación dentro de los parámetros permisibles en el segmento. A continuación se muestra un gráfico del ajuste histórico del gas.

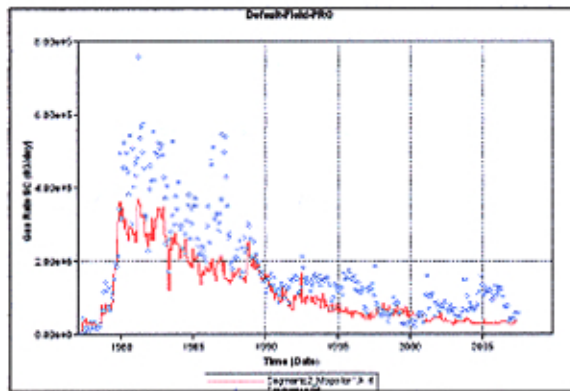


Figura 43. Ajuste de Historia, Petróleo, Fluido Total, Gas.

16. Pronóstico de Producción

El pronóstico de producción se generó manteniendo la presión fluente de fondo constante y teniendo como base al ajuste de historia logrado previamente.

De esta manera tenemos nuestros factores de recuperación finales y observamos que hay oportunidades para incrementar dichos factores de recuperación con proyectos primarios y secundarios a desarrollar, una de ellas es la inyección de gas que más adelante desarrollaríamos. A continuación la siguiente figura muestra el pronóstico de producción para el bloque.

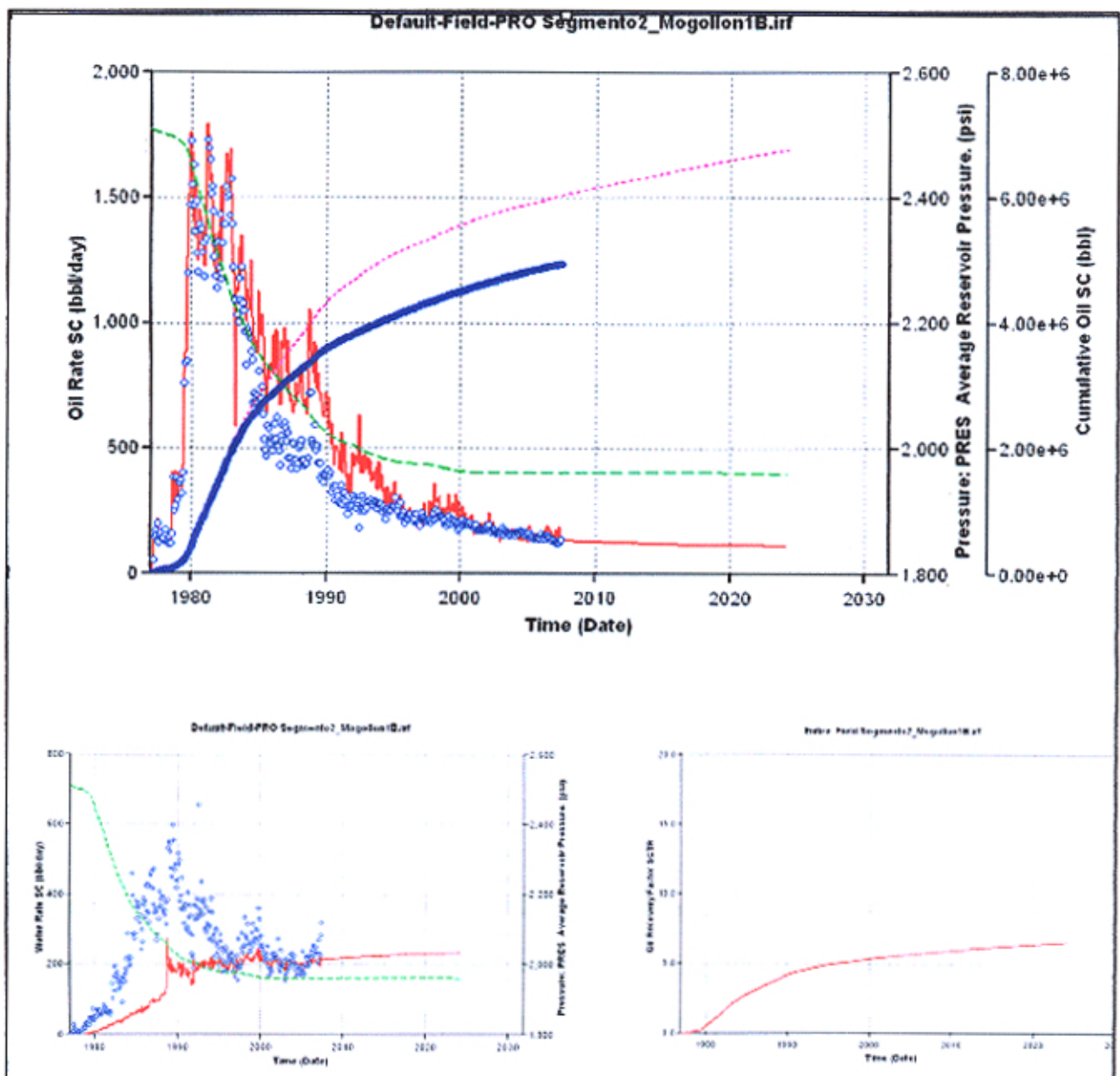


Figura 44. Pronóstico de Producción de petróleo agua y Gas

17. Perforación In Fill

Una vez ajustado el modelo, la perforación In Fill, es una de las alternativas de desarrollo que es evaluada. Esta perforación In fill tiene que estar basada y sustentada en el potencial del bloque para llegar a poder obtener una recuperación optima.

Existen muchos métodos para obtener este valor de factor de recuperación optimo, uno de ellos es el método API, que se encuentra basado fundamentalmente en la calidad del crudo, propiedad de roca y presión de punto de burbuja así como la presión de abandono, este ultimo un parámetro muy sensible que depende mucho del campo, el escenario de precios para el tiempo en que sé evaluá y algunos otros factores externos.

Para obtener el factor de recuperación optimo, se utilizó una metodología basada en el trabajo previo de ajuste de historia, manejando el escenario de precios actuales así como el lifting cost ó gastos operativos que el segmento estudiado pudiera soportar, así como un limite económico de 25 bls/d para el segmento.

Con esta metodología se pudo calcular el factor de recobro optimo del bloque, siendo estos:

- FR actual: 6.6%
- FR Final: 7.6%
- FR optimo: 10.0%

El factor de recobro optimo, se estimo en 10.0% lo cual indica que existe una gran cantidad de petróleo que va ser producido en un tiempo muy lejano, la perforación es una alternativa a esta necesidad de poder llegar a factores óptimos del segmento.

La siguiente figura muestra las propuestas de perforación en el bloque para poder alcanzar el factor óptimo del segmento (27 ubicaciones).

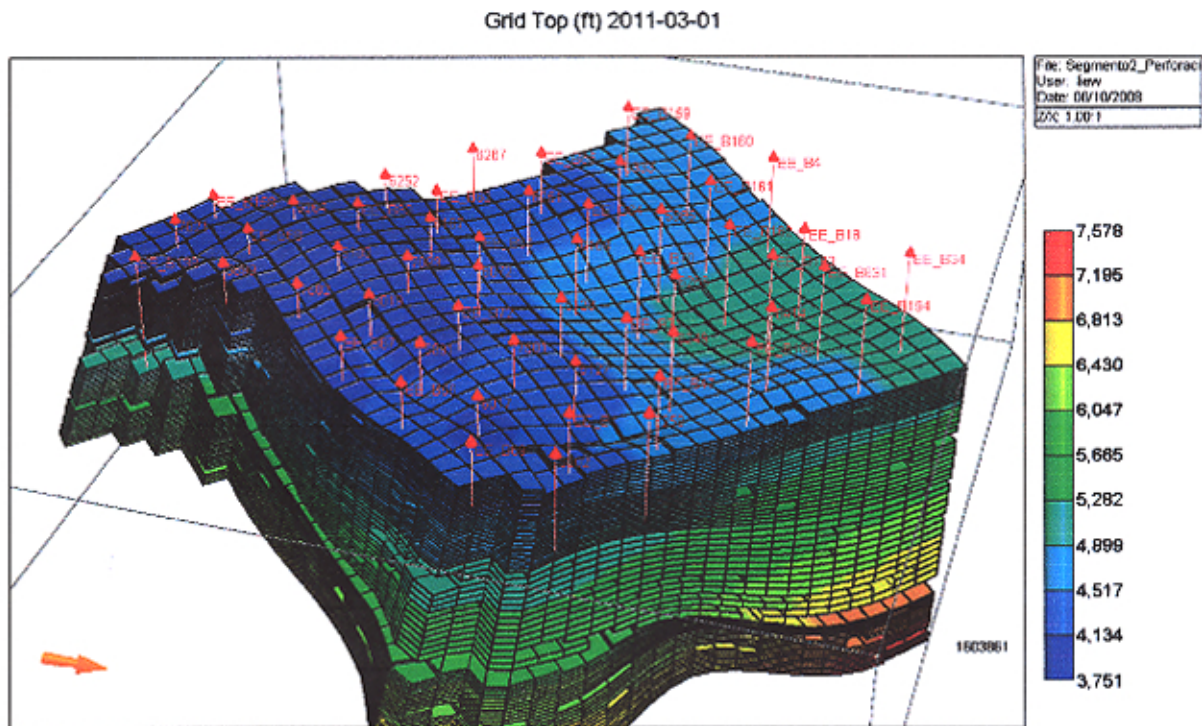


Figura 45. Ubicaciones Perforación InFill

Se realizarón diferentes sensibilidades y las propuesta se corrierón de acuerdo a lo conversado con el sector de Construcción de Pozos, que determino la perforación de un pozo cada mes.

Los pozos in fill , de la misma manera que los pozos utilizados para el ajuste de historia , atravesarán todo el espesor de la formación mogollón en el segmento, es decir aproximadamente a los 7000 pies de profundiad.

De esta manera se obtuvo una curva incremental por efecto del inicio a producción de los pozos in fill.



Figura 46. Ubicaciones Perforación InFill

El incremento de los pozos in fill 1.3 MMbbls sobre la producción básica, también llamado caso base, claramente se puede apreciar que es un incremento de reservas y no una aceleración de reservas, lo cual nos muestra un reservorio con baja declinación por la gran carga de petróleo remanente, con posibilidades de obtener aun mayores recuperaciones.

Las recuperaciones de petróleo por pozo, varían de acuerdo a la posición del pozo in fill en bloque, debido a que existen zonas con menor energía y otras con menos carga de hidrocarburos.

Estas recuperaciones de petróleo son de 48 Mbbls por pozo, con una respuesta inicial de petróleo de alrededor de 25 a 35 bls.

Se tiene la presencia de agua desde el inicio a producción del pozo.

El siguiente grafico representa la performance de un pozo in fill del bloque.

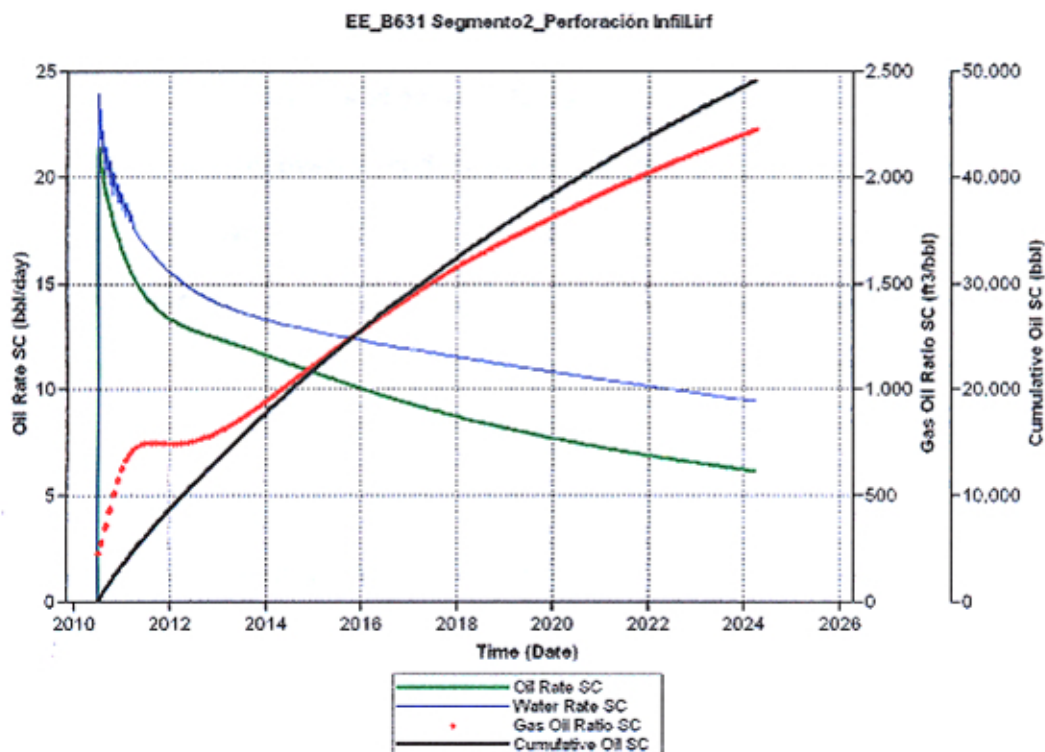


Figura 47. Ubicación tipo Perforación InFill

Finalmente la perforación in fill representa una alternativa de desarrollo muy rentable y de pronto retorno con respecto a la inversión hecha para este proyecto.

Es importante remarcar que este segmento representa una pequeña parte del Lote X, donde la formación mogllón se encuentra presente con similares características tanto en roca, fluido y energía, esto nos permite extrapolar los resultados a las áreas conjuntas, sin dejar de validar los modelos con la información que se deba obtener.

18. Inyección de Gas

El propósito de este trabajo es el de ver alternativas de desarrollo del bloque para EOR (Enhanced Oil Recovery), es decir poder alcanzar mayor recuperación de petróleo por alternativas secundarias, de esta forma analizando las características del reservorio en su modelo estático y dinámico (Características de roca, Modelo y Condiciones de Fluidos) se comenzó el análisis para inyección de gas, pudiendo ser Nitrógeno el fluido a inyectar por la gran disponibilidad de este en la atmósfera.

La inyección en el modelo se realizó con gas el cual tenía las mismas características del gas producido, este tiene un proceso poco miscible, el nitrógeno el cual es un proceso totalmente miscible puede ser representado fácilmente por la inyección de este gas.

Es así como mostramos una serie de distintos casos para la inyección en el bloque.

- **Caso 1:** EA6264 y EA7021, Qiny: 2.0 (MMScfd) – BHPIny (psi): 2000
- **Caso 2:** EA6264 y EA7021, Qiny: 2.0 (MMScfd) – BHPIny (psi): 2500
- **Caso 3:** EA6264 y EA7021, Qiny: 4.0 (MMScfd) – BHPIny (psi): 2000
- **Caso 4:** EA6264 y EA7021, Qiny: 4.0 (MMScfd) – BHPIny (psi): 2500
- **Caso 5:** EA6264 y EA7021, Qiny: 6.0 (MMScfd) – BHPIny (psi): 2000
- **Caso 6:** EA6264 y EA7021, Qiny: 6.0 (MMScfd) – BHPIny (psi): 2500

Se tomó como inyectores a los pozos referidos arriba por estar mas elevados en la posición estructural, la cual se muestra a continuación en la siguiente figura.

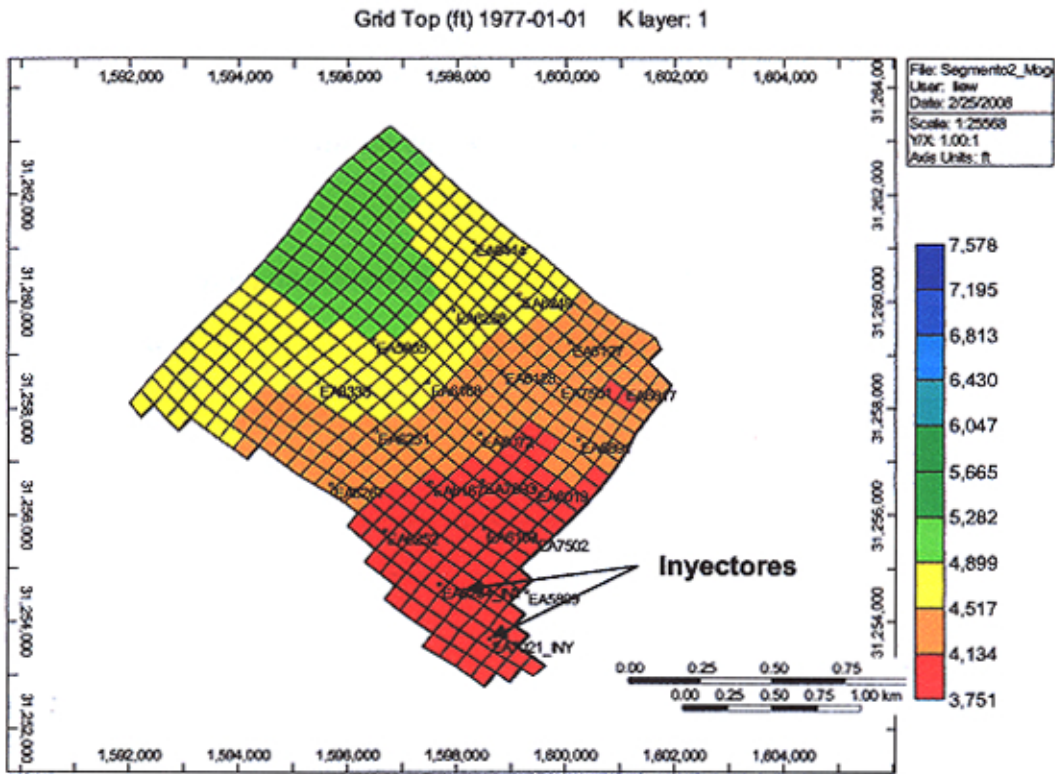


Figura 48. Localización Pozos Inyectores

- **Caso 1:** Para este caso cada pozo se le inyectó 1.0 MMscfd a una presión de fondo de 2000 psi en los pozos EA6264 y EA7021 los cuales fueron convertidos a inyectores se consideró un tiempo de presurización del bloque de tres meses.

A continuación se muestra la grafica de incrementos en este caso.

El EUR de este caso es 7.75 MMbbls y el factor de recuperación incremental por inyección de gas es 0.95%.

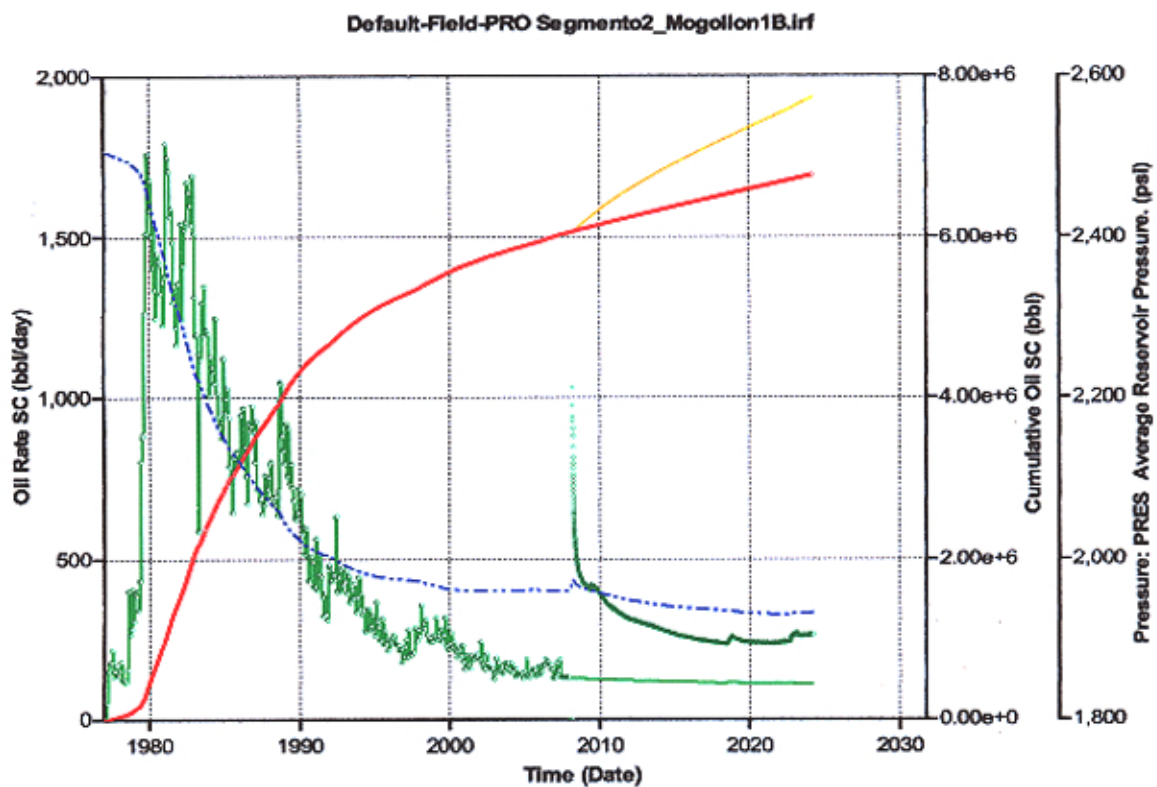


Figura 49. Caso1 Pronóstico de producción de Petróleo.

- **Caso2:** Para este caso cada pozo se le inyectó 1.0 MMscfd a una presión de fondo de 2500 psi en los pozos EA6264 y EA7021 los cuales fueron convertidos a inyectores se consideró un tiempo de presurización del bloque de tres meses.

A continuación se muestra la gráfica de incrementos en este caso.

El EUR de este caso es 8.01 MMbbls y el factor de recuperación incremental por inyección de gas es 1.19%.

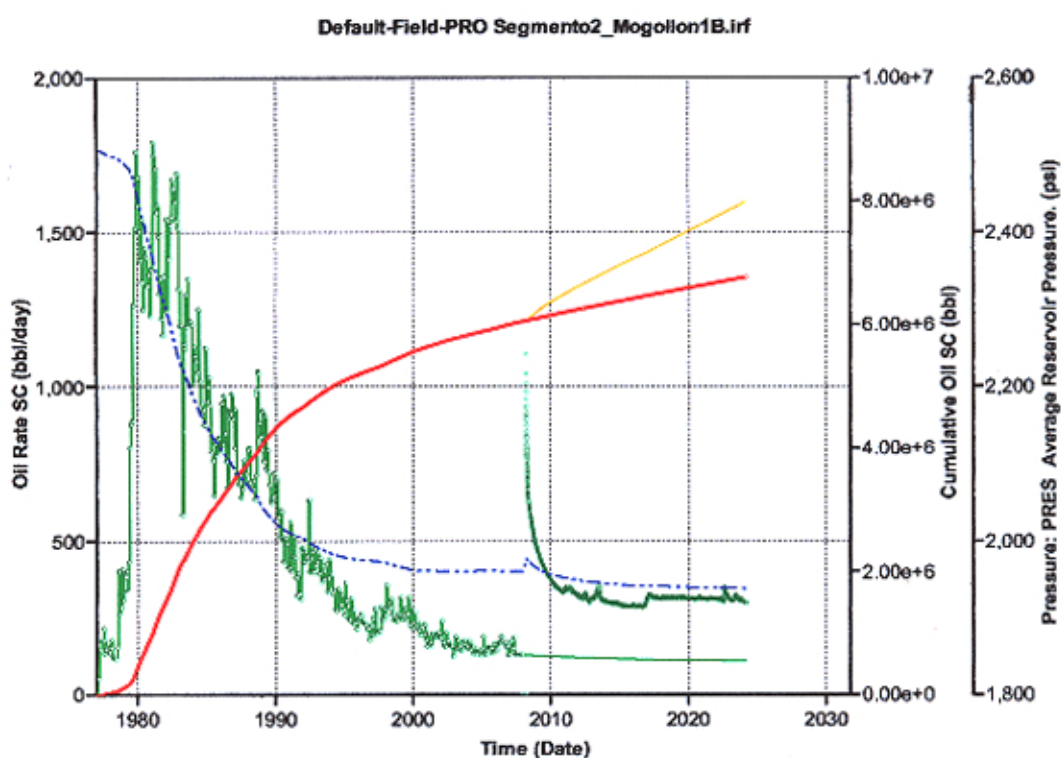


Figura 50. Caso2 Pronóstico de producción de Petróleo.

- **Caso3:** Para este caso cada pozo se le inyectó 2.0 MMscfd a una presión de fondo de 2000 psi en los pozos EA6264 y EA7021 los cuales fueron convertidos a inyectores se consideró un tiempo de presurización del bloque de tres meses.

A continuación se muestra la gráfica de incrementos en este caso.

El EUR de este caso es 7.84 MMbbls y el factor de recuperación incremental por inyección de gas es 1.03%.

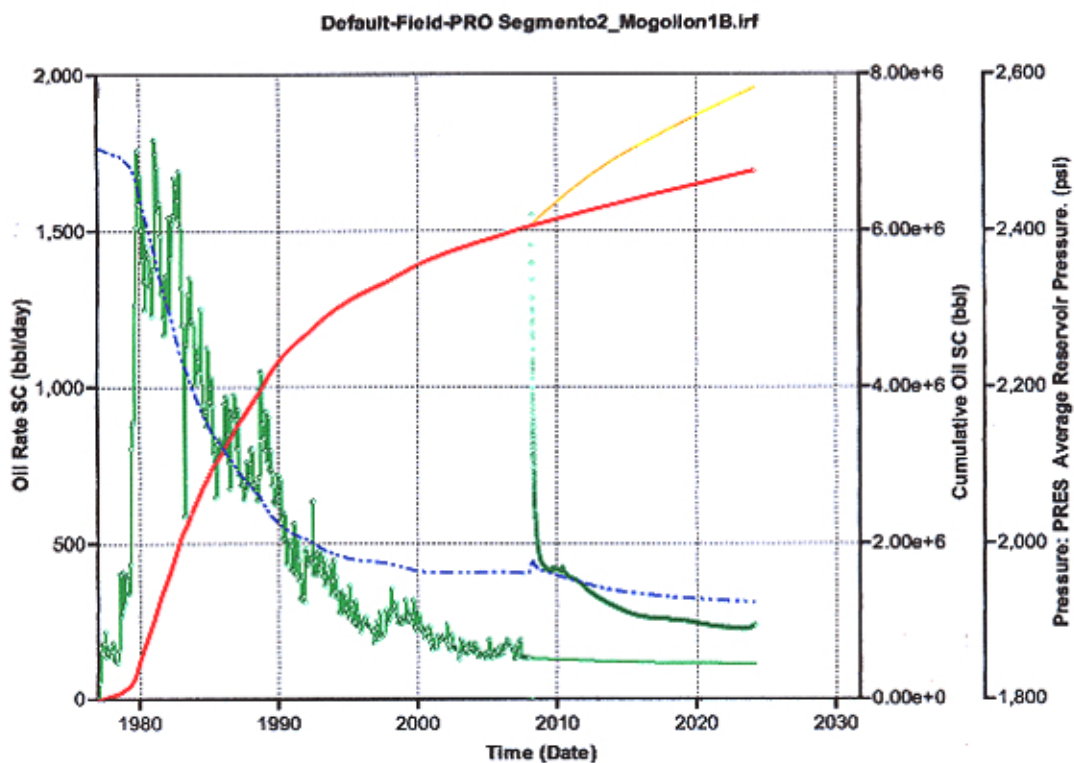


Figura 51. Caso3 Pronóstico de producción de Petróleo.

- **Caso4:** Para este caso cada pozo se le inyectó 2.0 MMscfd a una presión de fondo de 2500 psi en los pozos EA6264 y EA7021 los cuales fueron convertidos a inyectores se consideró un tiempo de presurización del bloque de tres meses.

A continuación se muestra la gráfica de incrementos en este caso.

El EUR de este caso es 8.04 MMbbls y el factor de recuperación incremental por inyección de gas es 1.22%.

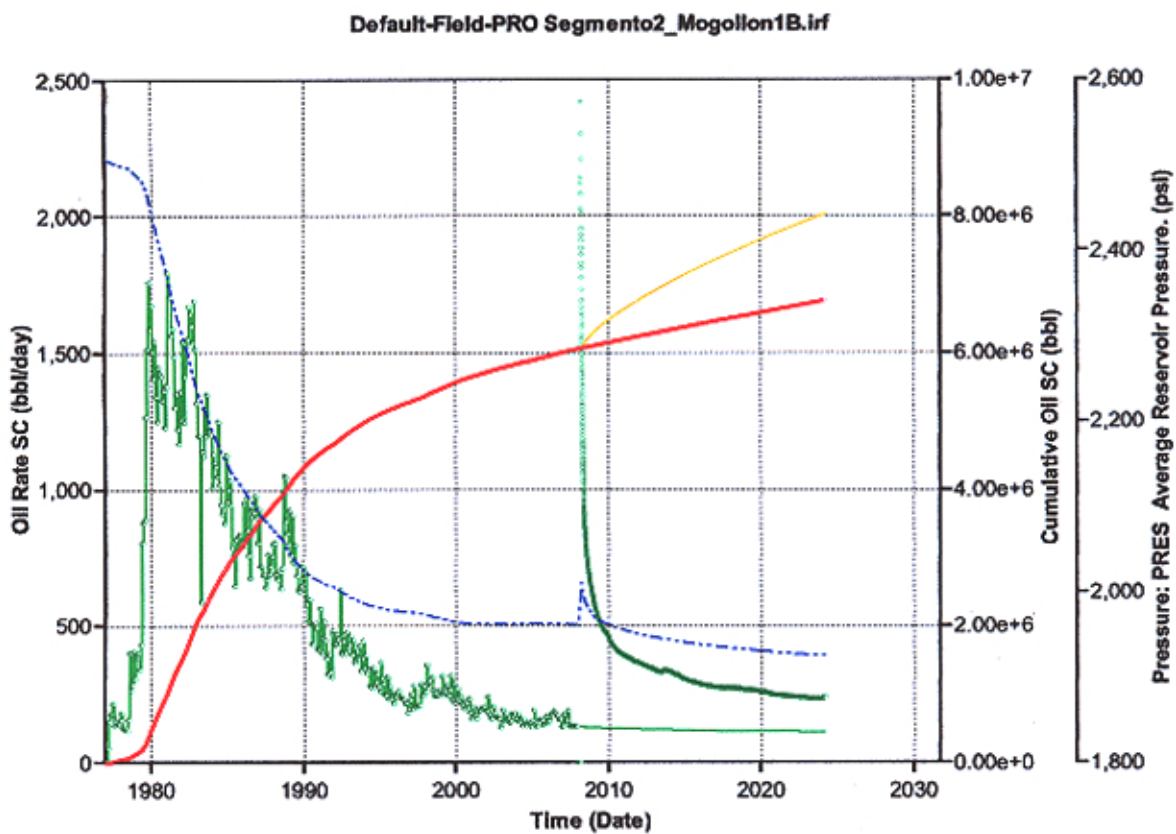


Figura 52. Caso4 Pronóstico de producción de Petróleo.

- **Caso5:** Para este caso cada pozo se le inyectó 3.0 MMscfd a una presión de fondo de 2000 psi en los pozos EA6264 y EA7021 los cuales fueron convertidos a inyectores se consideró un tiempo de presurización del bloque de tres meses.

A continuación se muestra la gráfica de incrementos en este caso.

El EUR de este caso es 8.00 MMbbls y el factor de recuperación incremental por inyección de gas es 1.19%.

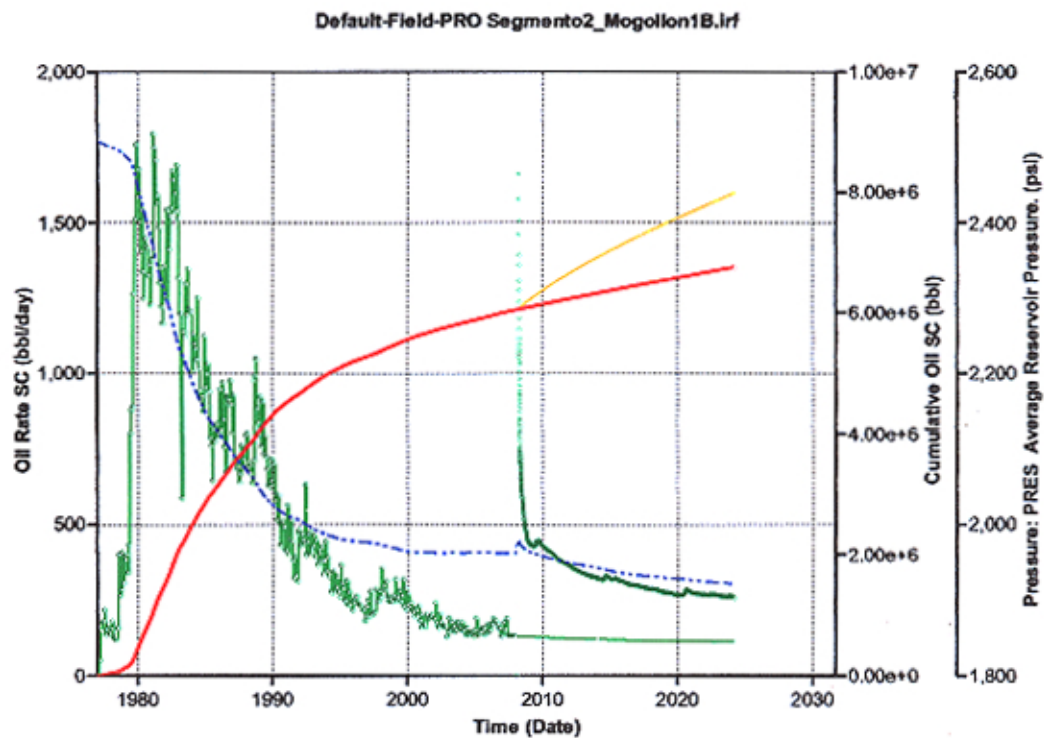


Figura 53. Caso5 Pronóstico de producción de Petróleo.

- **Caso6:** Para este caso cada pozo se le inyectó 3.0 MMscfd a una presión de fondo de 2500 psi en los pozos EA6264 y EA7021 los cuales fueron convertidos a inyectores se consideró un tiempo de presurización del bloque de tres meses.

A continuación se muestra la gráfica de incrementos en este caso.

El EUR de este caso es 8.39 MMbbls y el factor de recuperación incremental por inyección de gas es 1.56%.

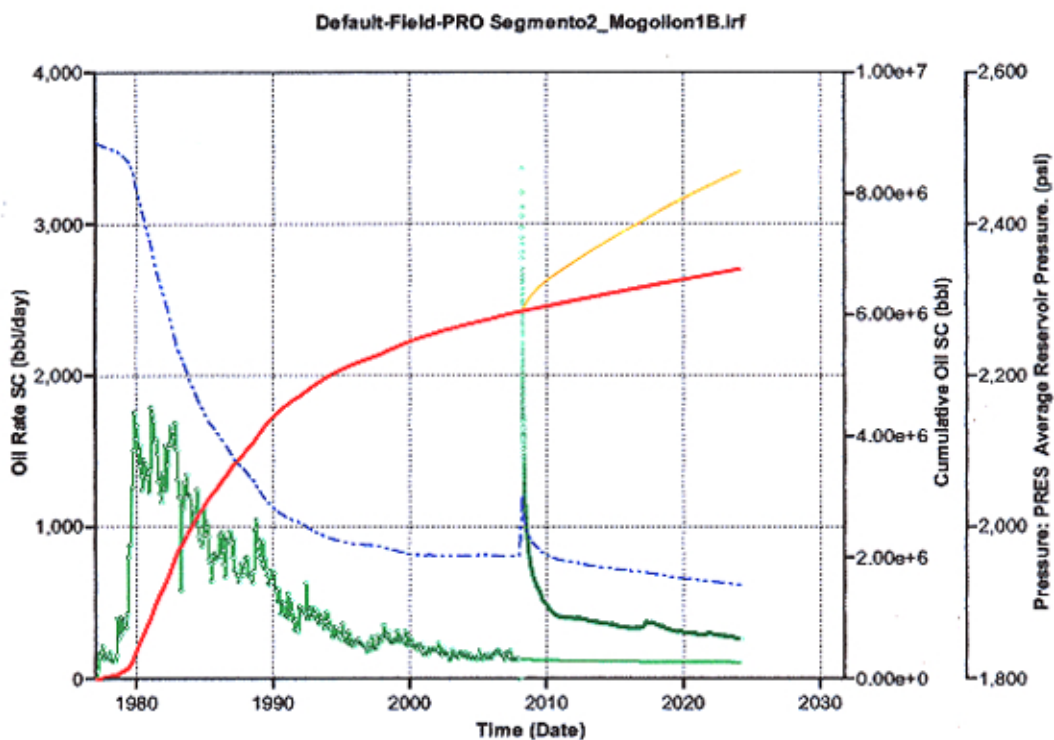


Figura 54. Caso6 Pronostico de producción de Petróleo.

19. Variables de la Inyección de Gas

19.1 Gas Inyectado

Para estos casos se inyectó gas el cual tiene las mismas características del gas producido, rápidamente se aprecia que existe un gran volumen de este, el cual es producido por los pozos respuesta, esto se debe claramente al modelo doble porosidad para reservorio utilizado en este trabajo.

Es claro que la producción de gas es alta en valores muy parecidos a los caudales de inyección, esto se debe a que se produce una semi - recirculación en el modelo pasando el gas por las paredes del reservorio y arrastrando el petróleo en la matriz más próximo a las fracturas naturales, llevándolo así hacia los pozos respuesta.

En la siguiente figura se puede apreciar el incremento en las producciones de gas para los distintos casos.

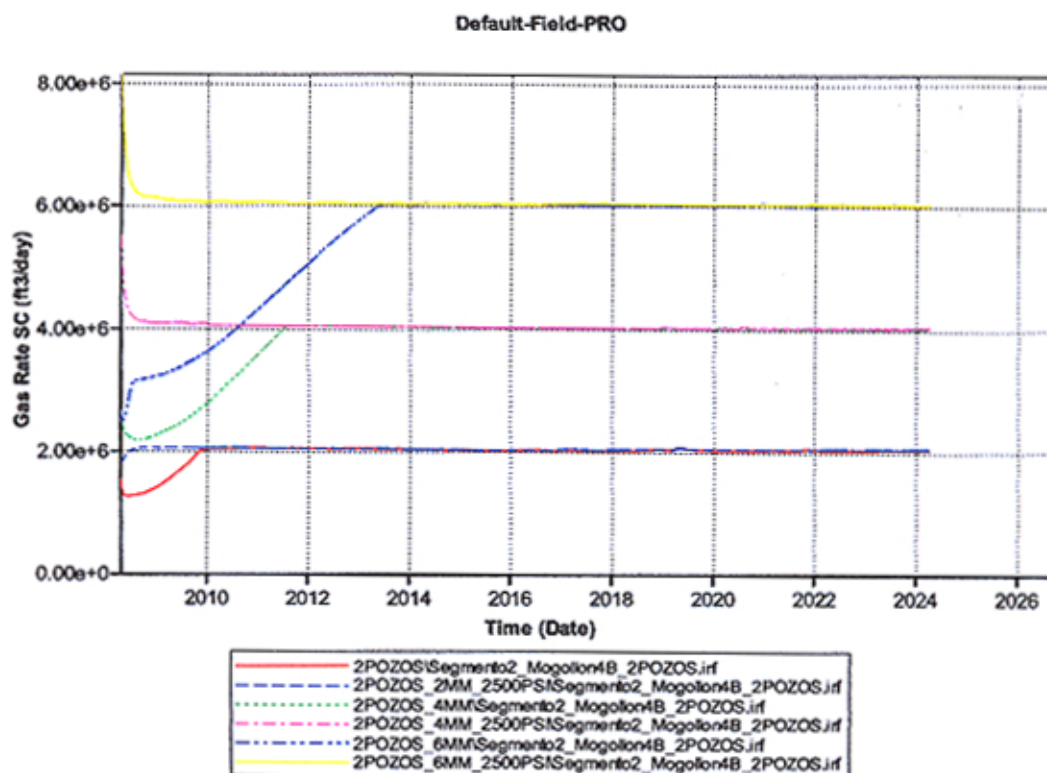


Fig. 55 Producción de Gas afectado por Inyección

19.2 Producción de Agua

La producción de agua en el modelo para los diferentes casos, se mantiene constante, esto basado claramente en que las celdas con mayor saturación de agua se encuentran en la parte inferior.

Es también cierto que se a estimado un contacto agua – petróleo a 7000 pies de profundidad, este contacto se determinó basado en la prueba de producción al intervalo mas profundo en el pozo EA6414 el cual llegó hasta la zona mas hundida del bloque, aportando 95 bls de agua y 3 bls de petróleo, esta zona fue aislada en el pozo y se infirió la presencia de un pequeño empuje de agua en esa zona el cual se usó para representar los volúmenes de agua en el modelo.

A continuación veremos claramente la producción de agua para los distintos casos cuando se comienza la inyección de gas.

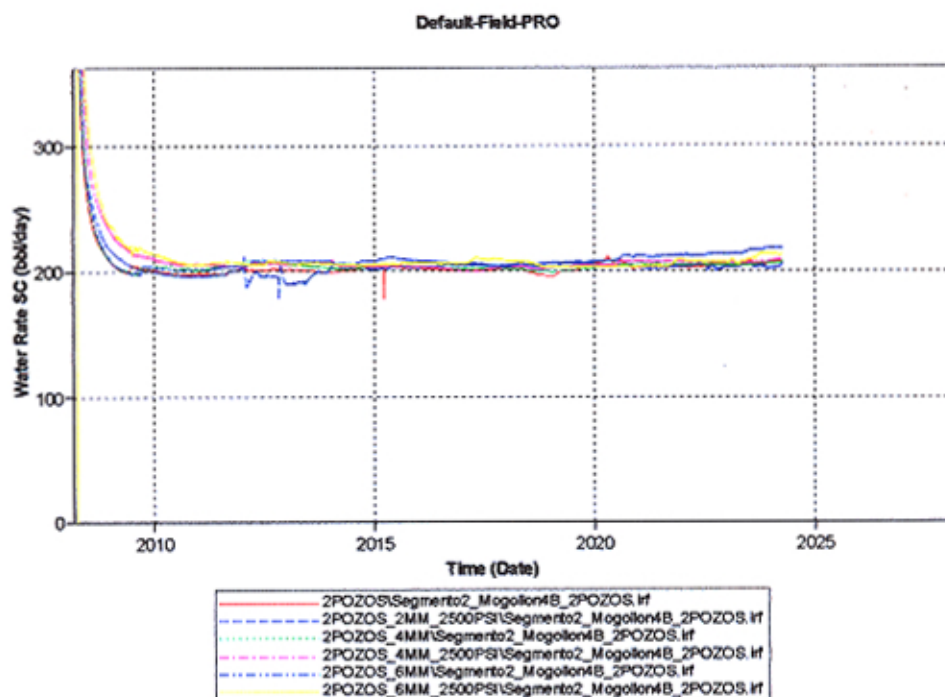


Fig. 56 Producción de Agua afectado por Inyección

19.3 Factor de Recuperación de Petróleo

El caso base muestra que el factor de recuperación actual del bloque es 5.7% manteniendo las condiciones de producción actual, como las presiones fluyentes de fondo son constantes referidas al último valor de ajuste de historia, podemos obtener factores de recuperación de petróleo incrementales, los cuales varían entre un rango de 0.8% a 1.7%.

Esto es muy importante para el flujo de caja que haría que el proyecto sea rentable y pasaría a su implementación y su ejecución.

En la siguiente figura mostramos los factores de recuperación logrados para los distintos casos.

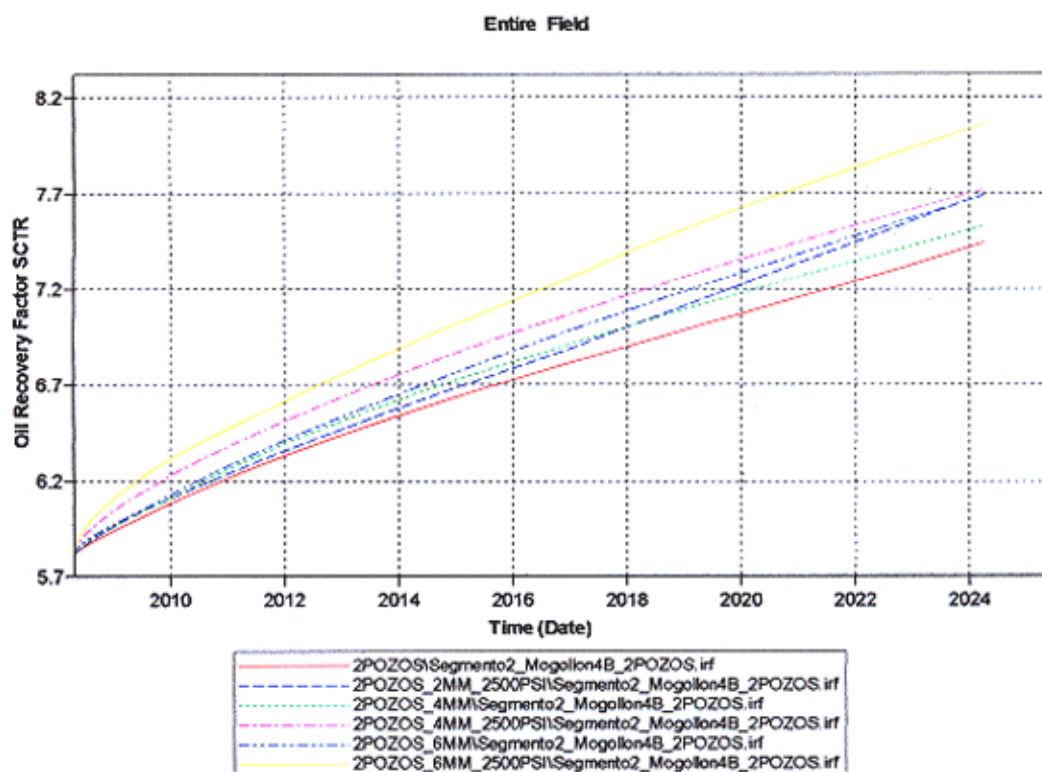


Fig. 57 Factores de Recuperación de Petróleo

19.4 Volúmenes Admitidos de Gas

El volumen acumulado de gas inyectado muestra cuanto el reservorio a recibido para poder mover los fluidos líquidos al pozo y si el reservorio esta admitiendo ese volumen de acuerdo a las condiciones dadas.

La siguiente figura muestra a continuación una figura de los volúmenes de gas acumulados admitidos por el reservorio.

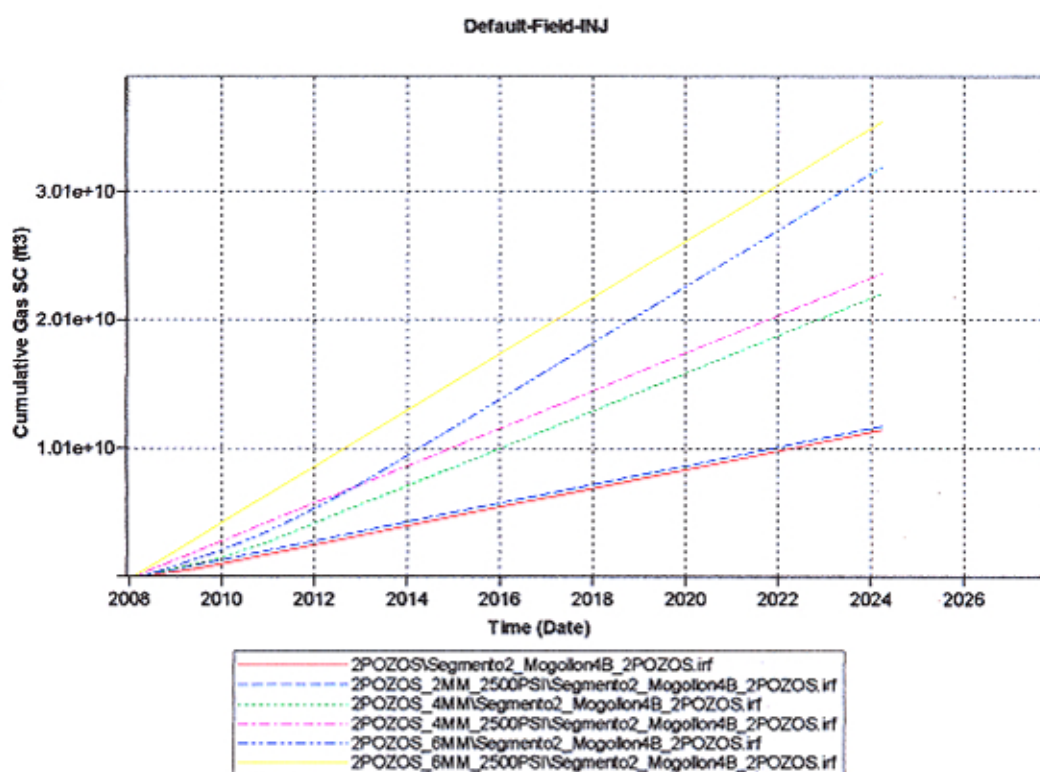


Fig. 58 Acumulada de Gas Inyectado

19.5 Relación Gas – Petróleo

Los valores de GOR obtenidos en el ajuste de historia en promedio para el campo se encuentran en el rango de 500scf/bls a 700scf/bls.

Estos valores se elevan clara y significativamente por efecto de la inyección de gas, el cual rápidamente aparece en los pozos respuesta debido al modelo doble porosidad y las propiedades de fracturas naturales.

El rango de incremento del GOR es entre 7000 scf/bls a 25000 scf/bls

La figura a continuación muestra los incrementos de la relación gas – petróleo, para los distintos casos.

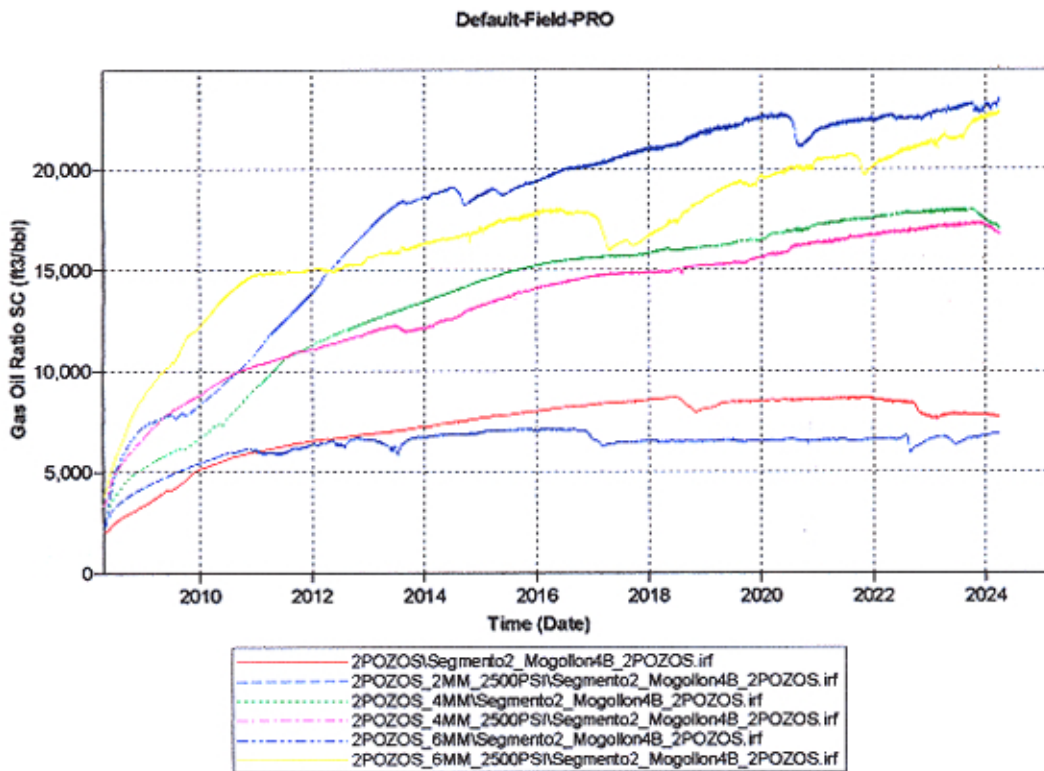


Fig. 59 Relación Gas - Petróleo

20. Conclusiones

- Este trabajo ayudó a tener una caracterización dinámica de reservorio para la formación Mogollón bastante clara, brindando un conocimiento de como es el comportamiento de los fluidos dentro de la roca, pudiendo dar pronósticos de ellos actualmente con un buen sustento técnico.
- La caracterización del arreglo de fracturas a tenido un gran impacto en los resultados de la simulación.
- Este estudio y sus resultados alentarán a ejecutar proyectos de inyección de gas en otras áreas dentro de la zona donde Petrobras S.A. opera.
- La perforación de pozos inter ubicados atravesando la formación mogollón en su totalidad muestra un incremento sostenible de la producción, lo cual nos indica que estamos hablando de un incremento de reservas para el bloque y no de una aceleración.
- Las simulaciones para los distintos casos, muestran claramente una recuperación atractiva, debido a lo grande del bloque y la muy baja relación entre productor – inyector, es posible en un futuro, correr otros casos, incrementando el número de inyectores para verificar cómo se incrementa la recuperación.
- Claramente se aprecia que el periodo de cierre del bloque por tres meses genera una presurización en el bloque, este efecto se puede explicar tomando como base un fenómeno físico conocido, la primera impresión es que la roca

se presuriza, es decir el gas entra dentro de la matriz para desplazar el petróleo hacia el pozo, pero lo que realmente ocurre en el modelo es que todo el gas inyectado se queda en las fracturas naturales no pudiendo entrar a la matriz presurizando el reservorio y buscando el equilibrio, en el momento de la apertura de los pozos del bloque todo el petróleo en la fracturas rápidamente es sacado por el arrastre del gas en las fracturas naturales, es por eso se obtienen los caudales altos en la respuesta a la apertura de los pozos.

- El cierre de pozos para presurizar el bloque ayuda a obtener una mayor recuperación como se muestra, se debe considerar tener un buen cierre para obtener una mayor recuperación. A continuación se presenta una tabla resumen de los casos antes mencionados.

	Pozos Inyectores	Qi MMscf/d	BHP psi	EUR Oil MMbbls	RF %	Inj.Vol. BSCF	IORF%	Vol.Oil IOR MMbbls
Caso Base		0	0	6.77	6.53	0.00	0.00	0.00
Caso1	EA6264-EA7021	2	2000	7.75	7.48	11.56	0.95	0.97
Caso2	EA6264-EA7021	2	2500	8.01	7.72	11.87	1.19	1.23
Caso3	EA6264-EA7021	4	2000	7.84	7.56	22.18	1.03	1.06
Caso4	EA6264-EA7021	4	2500	8.04	7.75	23.74	1.22	1.26
Caso5	EA6264-EA7021	6	2000	8.00	7.72	32.04	1.19	1.23
Caso6	EA6264-EA7021	6	2500	8.39	8.09	35.56	1.56	1.61

Tabla 5. Resumen Casos de Inyección de Gas

- Rápidamente uno puede darse cuenta que inyectando mas y con mayor presión la recuperación de petróleo aumenta, el Caso 2 muestra una recuperación por encima del 1% el cual representa mas de 1 millón de barriles de petróleo volviéndose así el proyecto bastante atractivo para ser implementado.
- La mejor respuesta es en el Mogollón Repetido debido a las menores presiones de inyección con las que se trabajaría. Esto debido a que es la unidad que más aporte productivo tiene.

21. Referencias y Bibliografías

- **Estudio de Reinyección de Gas Yacimiento Taiman Bloque 4 Fm. Mogollón.**
- **Modelo conceptual Mogollón 2007 Frank Hsieh –Knowlegde Reservoir**
- **Informe Interno Modelo Estático Segmento 2 Mogollón, José Rejas, Renzo Toledo, 2007 Petrobras Peru.**
- **Comunidades Técnicas Petrobras Energia S. A. de Reservorios Naturalmente Fracturados.**
- **CO₂ Pilot Design and Water Injection Performance in the Naturally Fractured Sprayberry Trend Area, West Texas. D.S. Schechter, E. Putra, Texas A&M University, R.O. Baker, epic Consulting Services Ltd.**
- **Development of a Fracture Model for Spraberry Field – Texas USA. R.O: Baker, Rupam Bora, Epic Consulting Ltd. D.S. Schechter, Texas A & M University.**
- **Use Of experimental and Simulation Results for Estimating Critical and Optimum Water Injection Rates in Naturally Fractured Reservoirs. E. Putra, SPE, NMPRRRC, Y. Fidra, SPE, Mobil Oil Indonesia and D.S. Schechter.**
- **Simulation of Nitrogen Injection Into Naturally Fractured Reservoirs based on Uncertain properties and Proper Matrix Grid Resolution. O.A. Vicencio, SPE, Pemex, and K. Sepehrmoori, SPE, U. of Texas at Austin;**

- **Efficient Field-Scale Simulation of Black oil in a Naturally fractured reservoir Via Discrete Fracture Networks and Homogenized Media.** Liyong Li and Seong H.lee, Chevron energy technology Co.;
- **The effect of Fracture Relative Permeabilities and Capillary Pressures on the Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs.** J. de la Porte, SPE, and C.A. Kossack, Schlumberger and R.W. Zimmerman.

Quiero agradecer a todas las personas que trabajan para Petrobras Perú Lote X, con los cuales siempre estamos en búsqueda de comprender y entender el comportamiento de los reservorios, cuna y fuente de energía que unió nuestros caminos para un día comenzar a trabajar, a todos ellos va dedicado el trabajo.