

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN CONCEPTUAL DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS, UTILIZANDO ANÁLISIS DE LÍNEAS DE FLUJO (STREAMLINES) VS. SIMULACIÓN NUMÉRICA CONVENCIONAL.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Hernández B., Rigoberto

Caracas, Mayo 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN CONCEPTUAL DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS, UTILIZANDO ANÁLISIS DE LÍNEAS DE FLUJO (STREAMLINES) VS. SIMULACIÓN NUMÉRICA CONVENCIONAL.

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Henry Pino

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Frédéric Cholin

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Hernández B., Rigoberto

Caracas, Mayo 2002

©Rigoberto Hernández, 2001

Hecho el Depósito de Ley.

Depósito Legal XXXXXX

DEDICATORIA

A mis padres, por todo el amor, sacrificios y luchas para permitirme llegar hasta aquí.

A los Ingenieros Hernández Bolívar; Ernesto, Delia e Iliana, gracias por ser mis hermanos, y todo lo que ello implica.

A mi familia, parte fundamental en mi vida.

A Carla, por todo el amor y todo el ánimo que me diste.

A todos mis amigos y amigas.

A Dios, por permitirme tener todo lo anterior...

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermanos.

A Carla, por estar siempre conmigo, aún en los momentos más difíciles.

A mi tutor industrial Ing. Frédéric Cholin, y a mi tutor académico Ing. Henry Pino.

A TOTALFINAELF,D.E., Serge Nicoletis, Maria T. Graells, Engelbert Bracamonte, José Carballo, Jérôme Poncet, Laura Montes, Maria Olga García, etc.

A TecnoSinergia y sus ingenieros Juan C. Villar, Pedro Mora, Rafael Celma, Laureano González, Carlos Granado, Sergio Cilento, José R. Barrios y a Miguel Gallardo.

Al Ing. Denys Delgado, y a Sofía, por su valiosa ayuda y por su amistad.

A la Ing. Rossmory Villegas.

Al Prof. Guillermo Domínguez.

A todos mis amigos y amigas, compañeros de siempre.

A la Universidad Central de Venezuela, y la Facultad de Ingeniería.

A toda la comunidad de la Escuela de Ingeniería de Petróleo.

Hernández B., Rigoberto

**EVALUACIÓN CONCEPTUAL DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS
EN YACIMIENTOS, UTILIZANDO ANÁLISIS DE LÍNEAS DE FLUJO
(STREAMLINE) VS. SIMULACIÓN NUMÉRICA CONVENCIONAL**

Tutor Académico: Ing. Henry Pino. Tutor Industrial: Ing. Frédéric Cholin.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2002, 114 p.**

Palabras Claves: Líneas de Flujo (Streamline), Simulación Numérica, Inyección de Agua, Inyección de Gas.

Resumen: El objetivo principal fue comparar el método de líneas de flujo (Streamline) versus la simulación numérica convencional, evaluando los procesos de inyección de agua e inyección de gas. En la realización de este estudio se trabajó con el simulador de líneas de flujo 3DSL (Three-Phase Black-Oil Streamline-Based Reservoir Simulator) y con el simulador numérico para petróleo negro Eclipse 100.

Para llevar a cabo este objetivo, primero se realizó una revisión del método de líneas de flujo, así como de sus aplicaciones prácticas. Posteriormente se realizaron simulaciones en las que se cargaron datos históricos, y así observar el comportamiento de ambos simuladores, analizando las respectivas respuestas de producción.

De los resultados obtenidos se puede concluir que la simulación con líneas de flujo no viene a sustituir la simulación numérica convencional, por el contrario, es una herramienta de gran utilidad en casos donde la simulación convencional resulta difícil aplicar.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	i
LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABLAS.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1. Planteamiento del problema.....	3
1.1. Objetivos.....	3
1.2. Alcance del trabajo.....	4
CAPÍTULO 2: CONCEPTOS BÁSICOS.....	5
1. Conceptos Básicos.....	5
1.1. Permeabilidad.....	5
1.1.1. Permeabilidad Efectiva.....	6
1.1.2. Permeabilidad Relativa.....	6
1.2. Compresibilidad de la Roca y de los Fluidos.....	7
1.3. Viscosidad.....	8
1.4. Movilidad y Razón de Movilidades.....	9
1.5. Eficiencias de barrido.....	11
1.5.1. Eficiencia de barrido areal.....	11
1.5.2. Eficiencia de barrido vertical.....	12
2. Métodos Convencionales de Recobro Adicional.....	12
2.1. Inyección de Agua.....	13

2.1.1. Tipos de Inyección.....	13
2.1.1.1. Inyección Periférica o Externa.....	13
2.1.1.2. Inyección en Arreglos o Dispersa.....	15
2.2. Inyección de Gas.....	17
2.2.1. Tipos de Inyección.....	18
2.2.1.1. Inyección de Gas Interna o Dispersa.....	18
2.2.1.2. Inyección de Gas Externa.....	20
3. Factores que controlan la recuperación por la inyección de agua y gas....	21
3.1. Geometría del Yacimiento.....	21
3.2. Litología.....	22
3.3. Porosidad.....	23
3.4. Permeabilidad.....	23
4. Consideraciones prácticas durante la inyección de agua y de gas.....	23
4.1. Tiempo óptimo para el inicio de un proceso de inyección de fluidos.....	24
4.2. Selección del fluido de inyección.....	26
5. Mantenimiento de Presión.....	29
5.1. Algunas ventajas generales del mantenimiento de presión mediante la inyección de fluidos.....	29
5.2. Algunas ventajas específicas para mantener la presión inyectando gas.....	30
5.3. Algunas ventajas específicas de la inyección de agua para mantener la presión.....	30

CAPÍTULO 3: SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	32
1. Simulación Numérica de yacimientos	32
1.1. Aspectos Básicos	33
2. Antecedentes	34
3. Modelos de Simulación	37
4. Cotejo Histórico	38
5. Corridas de Predicción	39
6. Aplicaciones	39
6.1. Planificación de escenarios de desarrollo	39
6.2. Perfiles de producción y estimación de reservas	39
6.3. Monitoreo del Yacimiento	40
6.4. Distribución de Producción	40
CAPÍTULO 4: LÍNEAS DE FLUJO (STREAMLINE)	41
1. Líneas de Flujo (Streamline)	41
1.1. Introducción	41
1.2. Transporte de Fluidos	42
2. Líneas de Flujo cambiantes	43
3. Desplazamientos dominados por convección	43
4. Flujo Compresible	44
5. Las Ecuaciones IMPES Gobernantes	44
CAPÍTULO 5: APLICACIONES DEL MÉTODO	49
1. Aplicaciones del método de líneas de flujo	49
1.1. Cálculo del volumen barrido	49

1.2. Cálculo de la eficiencia de barrido basado en la conectividad del tiempo de vuelo	52
1.3. Factor de Asignación de Pozos.....	52
1.4. Modelaje de desplazamiento con agua	53
1.5. Evaluación o “Ranqueo” de Modelos Geoestadísticos.....	54
1.6. Cotejo histórico (History-Matching)/Integración de datos de producción.....	55
CAPÍTULO 6: METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	57
1. Metodología.....	57
1.1. Antecedentes.....	57
1.2. Ubicación Geográfica.....	58
1.3. Mecanismos de Producción.....	59
1.4. Propiedades Básicas.....	60
1.4.1. Propiedades de los Fluidos.....	60
1.4.2. Permeabilidades Relativas.....	64
1.5 Descripción de los modelos de simulación.....	65
1.5.1. Bloque Oeste.....	66
1.5.2. Bloque Este.....	68
1.5.3. Refinamiento.....	70
1.5.4. Sensibilidad en el tiempo de convergencia (Timestep).....	71

CAPÍTULO 7: ANÁLISIS DE RESULTADOS	73
1. Análisis de Resultados	73
1.1. Sensibilidad en el tiempo de convergencia (Timestep)	73
1.1.1. Producción de petróleo	73
1.1.2. Presión	76
1.1.2.1. Inyección de gas	76
1.1.2.2. Inyección de agua	77
1.1.3. Relación gas-petróleo (RGP)	78
1.1.4. Factor de asignación de pozos	80
1.1.5. Representación gráfica de las líneas de flujo	85
1.2. Simulación convencional vs. líneas de flujo	86
1.2.1. Bloque Oeste (Inyección de agua)	86
1.2.1.1. Producción de petróleo	87
1.2.1.2. Presión	88
1.2.1.3. Tasa de gas	89
1.2.1.4. Corte de agua	90
1.2.2. Bloque Este (Inyección de gas)	91
1.3. Refinamiento	92
1.4. Ventajas y limitaciones del simulador de líneas de flujo	93

CONCLUSIONES.....	95
RECOMENDACIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA.....	97
APÉNDICE.....	100

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura N° 1. Ubicación del campo Jusepín	59
Figura N° 2. Factor volumétrico del petróleo vs. Presión. Bloque Oeste	61
Figura N° 3. Gas disuelto en el petróleo vs. Presión. Bloque Oeste	61
Figura N° 4. Viscosidad del petróleo vs. Presión. Bloque Oeste	62
Figura N° 5. Factor volumétrico del petróleo vs. Presión. Bloque Este	62
Figura N° 6. Gas disuelto en el petróleo vs. Presión. Bloque Este	63
Figura N° 7. Viscosidad del petróleo vs. Presión. Bloque Este	63
Figura N° 8. Curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo	64
Figura N° 9. Curvas de permeabilidades relativas agua-gas	65
Figura N° 10. Distribución de porosidad. Bloque Oeste	66
Figura N° 11. Distribución de permeabilidad. Bloque Oeste	67
Figura N° 12. Espesor neto (NTG). Bloque Oeste	67
Figura N° 13. Distribución de porosidad. Bloque Este	69
Figura N° 14. Distribución de permeabilidad. Bloque Este	69
Figura N° 15. Espesor neto (NTG). Bloque Este	70
Figura N° 16. Producción acumulada de petróleo a distintos Δt . Inyección de Agua	74
Figura N° 17. Producción acumulada de petróleo a distintos Δt . Inyección de Gas	74

Figura N° 18. Tasa de petróleo a distintos Δt . Inyección de agua	75
Figura N° 19. Tasa de petróleo a distintos Δt . Inyección de gas	75
Figura N° 20. Comportamiento de presión a distintos Δt . Inyección de gas	76
Figura N° 21. Comportamiento de presión a distintos Δt . Inyección de agua	77
Figura N° 22. Comportamiento del corte de agua a distintos Δt .	78
Figura N° 23. Comportamiento de la relación gas-petróleo a distintos Δt . Inyección de agua	79
Figura N° 24. Comportamiento de la relación gas-petróleo a distintos Δt . Inyección de gas	80
Figura N° 25. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=50$ días	81
Figura N° 26. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=60$ días	81
Figura N° 27. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=70$ días	82
Figura N° 28. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=80$ días	82
Figura N° 29. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=90$ días	83
Figura N° 30. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=100$ días	83

Figura N° 31. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=200$ días	84
Figura N° 32. Factor de asignación de pozos a 1800 días para un $\Delta t=360$ días	84
Figura N° 33. Tasa de petróleo vs. Tiempo. Bloque Oeste	87
Figura N° 34. Producción acumulada de petróleo vs. Tiempo. Bloque Oeste	88
Figura N° 35. Presión vs. Tiempo. Bloque Oeste	89
Figura N° 36. Tasa de gas vs. Tiempo. Bloque Oeste	90
Figura N° 37. Corte de agua vs. Tiempo. Bloque Oeste	91
Figura N° 38. Tiempo de corrida vs. Número de celdas	92
Figura N° 39. Líneas de flujo asociadas a pozos productores para un $\Delta t=50$ días.	101
Figura N° 40. Líneas de flujo asociadas a pozos inyectoros para un $\Delta t=50$ días.	102
Figura N° 41. Líneas de flujo asociadas a pozos productores para un $\Delta t=60$ días.	103
Figura N° 42. Líneas de flujo asociadas a pozos inyectoros para un $\Delta t=60$ días.	104
Figura N° 43. Líneas de flujo asociadas a pozos productores para un $\Delta t=70$ días.	105
Figura N° 44. Líneas de flujo asociadas a pozos inyectoros para un $\Delta t=70$ días.	106

Figura N° 45. Líneas de flujo asociadas a pozos productores para un $\Delta t=80$ días.	107
Figura N° 46. Líneas de flujo asociadas a pozos inyectoros para un $\Delta t=80$ días.	108
Figura N° 47. Líneas de flujo asociadas a pozos productores para un $\Delta t=90$ días.	109
Figura N° 48. Líneas de flujo asociadas a pozos inyectoros para un $\Delta t=90$ días.	110
Figura N° 49. Líneas de flujo asociadas a pozos productores para un $\Delta t=200$ días.	111
Figura N° 50. Líneas de flujo asociadas a pozos inyectoros para un $\Delta t=200$ días.	112
Figura N° 51. Líneas de flujo asociadas a pozos productores para un $\Delta t=360$ días.	113
Figura N° 52. Líneas de flujo asociadas a pozos inyectoros para un $\Delta t=360$ días.	114

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Propiedades básicas de los fluidos	60
Tabla N° 2. Dimensiones de las mallas refinadas	71
Tabla N° 3. Ventajas y limitaciones del simulador de líneas de flujo	94

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de cualquier método de simulación de yacimientos es predecir el comportamiento del flujo de petróleo en procesos de recobro. Los modelos de yacimientos más realísticos en combinación con el uso del simulador de yacimientos adecuado, producirán la respuesta más exacta.

Muchos avances se han realizado en métodos geoestadísticos y su capacidad para construir imágenes más reales del yacimiento. Modelos en el orden de 10^6 y 10^7 celdas son rutinariamente generados. Debido a que la información determinística de las propiedades del subsuelo es limitada, los ingenieros de yacimientos y geólogos prefieren una descripción estocástica del yacimiento, es decir, generar múltiples realizaciones con millones de celdas.

La capacidad de los simuladores de yacimientos para resolver las ecuaciones diferenciales que se generarían usando grandes modelos de simulación, no han seguido los pasos en lo que respecta al número de celdas que se pueden usar en modelos geoestadísticos. La solución a este problema estará basada en los avances de los equipos de computación (Hardware). El tamaño del problema y la velocidad del simulador están directamente relacionados al número de procesadores y su velocidad. Un segundo enfoque es mejorar la eficiencia del método de simulación por sí mismo. Esta es la meta del método de líneas de flujo (Streamline).

El objetivo del presente trabajo es hacer una comparación entre el método de líneas de flujo y la simulación numérica convencional, evaluando procesos de recuperación secundaria como la inyección de agua y la inyección de gas. Así mismo, evaluar las posibles aplicaciones que tiene la simulación con líneas de flujo.

Para la realización del presente estudio, se utilizó el modelo de un yacimiento ubicado al Norte del Estado Monagas. Las simulaciones fueron realizadas con, el simulador 3DSL (Three-Phase Black-Oil Streamline-Based Reservoir Simulator) para las líneas de flujo, y el simulador de petróleo negro Eclipse 100 como el simulador numérico convencional.

El yacimiento está dividido en tres bloques, a saber: Bloque Oeste, Bloque Central y Bloque Este; para el presente trabajo se utilizaron dos bloques, el Bloque Oeste, para la inyección de agua, y el Bloque Este, para la inyección de gas. Con estos modelos se evaluó de una manera conceptual la respuesta del simulador de líneas de flujo, de igual manera, se incorporaron los datos de producción para tener un punto de comparación entre ambos simuladores.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se obtuvieron las respectivas conclusiones y se dan las correspondientes recomendaciones para la aplicabilidad del método de líneas de flujo.

CAPÍTULO 1

1. Planteamiento del Problema

En el presente trabajo especial de grado se busca hacer una comparación del método de líneas de flujo (Streamline) versus la simulación numérica convencional, mediante el uso de dos paquetes comerciales, 3DSL (Three-Phase Black-Oil Streamline-Based Reservoir Simulator) de StreamSim Technologies Inc., como simulador de líneas de flujo, y Eclipse 100 de Schlumberger Geoquest, como simulador numérico convencional.

Con ambos simuladores se evaluará, el proceso de inyección de agua y el proceso de inyección de gas en un yacimiento ubicado al norte del Estado Monagas.

Cabe destacar que existe un modelo estático del yacimiento, el cual es utilizado para el pronóstico de producción a mediano / largo plazo del campo. Debido a su complejidad, su tiempo de ejecución es largo y se requiere una herramienta más rápida para evaluar varias hipótesis con respecto al seguimiento de la inyección, por lo que el simulador de líneas de flujo podría ser una alternativa.

1.1. Objetivos

En este trabajo se contempla un estudio de simulación aplicando la metodología de líneas de flujo a un proyecto de mantenimiento de presión, a través de la inyección de agua y la inyección de gas, para lo cual, es necesario hacer una evaluación del modelo y determinar su aplicabilidad.

Se realizará el estudio de la respuesta del simulador de líneas de flujo a la variación de los intervalos de tiempo, así como se observará el tiempo de duración de cada corrida en los modelos, adicionalmente, se incluirán los datos de producción del yacimiento para realizar el cotejo histórico, y, con los resultados obtenidos realizar la comparación entre ambos simuladores (Eclipse 100 y 3DSL).

1.2. Alcance del trabajo

- Revisión de la bibliografía existente sobre la metodología y aplicaciones del método de líneas de flujo (Streamline).
- Breve descripción del método de líneas de flujo.
- Aplicabilidad del método de líneas de flujo.
- Comparación del simulador de líneas de flujo con el simulador convencional a partir de los resultados obtenidos en este yacimiento, para los procesos de inyección de agua y de gas.

CAPÍTULO 2

1. Conceptos Básicos

Para lograr un claro entendimiento de los mecanismos de recuperación mejorada se requieren conocer ciertas propiedades de la roca y los fluidos envueltos en estos procesos. A continuación se presentan algunas de estas propiedades.

1.1 Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad de la roca que permite medir con que facilidad se mueve un determinado fluido a través del medio poroso interconectado de la misma. Cuando un medio poroso está saturado completamente con un solo fluido, se habla de Permeabilidad Absoluta “K”. Por otro lado si dicho espacio se encuentra saturado con más de un fluido, entonces se habla de Permeabilidad Efectiva, ya que cada fluido tendrá más o menos facilidad de fluir a través del espacio poroso.

Henry Darcy fue un investigador francés, el cual experimentó con flujo de fluidos en medio poroso, es por esta razón que la unidad de permeabilidad se denominó “Darcy”. Un Darcy es el resultado de aplicar en un medio poroso de un centímetro cuadrado de sección transversal por un centímetro de longitud, un diferencial de presión de una atmósfera, obteniéndose como resultado un flujo de un fluido de un centipoise de viscosidad a una velocidad de un centímetro por segundo.

1.1.1. Permeabilidad Efectiva

La permeabilidad efectiva es la habilidad con la que se mueve un fluido en el medio poroso interconectado, cuando dicho medio se encuentra saturado con más de un fluido. Si el medio está saturado con petróleo, agua y gas se hablará de permeabilidad efectiva del petróleo, del agua y del gas (K_o , K_w y K_g respectivamente).

1.1.2. Permeabilidad Relativa

Una forma de normalizar las permeabilidades efectivas es dividir las entre la permeabilidad absoluta. En este caso, se estará en presencia de permeabilidades relativas (K_{ro} , K_{rw} y K_{rg}).

$$K_{ri} = K_i / K \quad (\text{Ec.2.1})$$

Donde:

i = fase estudiada (petróleo, gas o agua)

K_{ri} = Permeabilidad Relativa del fluido i

K_i = Permeabilidad Efectiva del fluido i

K = Permeabilidad Absoluta

La permeabilidad absoluta de la roca depende directamente de parámetros tales como el tamaño de los granos de la matriz, el escogimiento de los mismos, el coeficiente o grado de cementación y del efecto de compactación que sufre el espacio poroso a lo largo de cierto periodo de producción, cuando se está en presencia de rocas no consolidadas.

Cuando se habla de permeabilidades efectivas y relativas, implícitamente se conocerán los valores de saturación de fluidos en el medio poroso y también las

condiciones de humectabilidad del medio poroso. La variación de las saturaciones de los fluidos indicará cual fluido tendrá mayor facilidad de movimiento en el medio poroso, siendo proporcional el incremento de permeabilidad relativa con el incremento de saturación del fluido. Cuando se esta en presencia de un medio saturado por dos fluidos inmiscibles y en la misma proporción (50% cada uno) el fluido que tenga la menor facilidad de movimiento o menor permeabilidad relativa será el fluido mojante, ya que el medio poroso ejerce una fuerza de atracción mayor con el fluido que moja la roca.

1.2 Compresibilidad de la roca y de los fluidos

La compresibilidad o módulo volumétrico de elasticidad (c) , se define como el cambio en el volumen por unidad volumétrica por cambio unitario en presión, es decir:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (\text{Ec.2.2})$$

Donde:

c = compresibilidad

V = volumen

dV/dp = cambio en el volumen por cambio unitario en presión.

Como dV/dp es una pendiente negativa, el signo negativo convierte la compresibilidad en positiva. Esta definición aplica tanto para la compresibilidad de los fluidos en el yacimiento, como para la compresibilidad de la formación.

La compresibilidad de los fluidos en el yacimiento es afectada por la temperatura, presión y cantidad de gas en solución. Debido a que los valores del volumen V y

de la pendiente dV/dp son distintos para cada presión, la compresibilidad del petróleo (c_o) varía según la presión, aumentando a medida que la presión disminuye. En algunos casos, la compresibilidad del agua de formación (c_w) contribuye en alto porcentaje a la producción de los yacimientos volumétricos por encima del punto de burbujeo. Por otro lado, en yacimientos con grandes acuíferos asociados este factor (c_w) permite obtener altos recobros sin considerables descensos en la presión del reservorio.

Cuando la presión interna del fluido en los poros de una roca es menor que la presión externa (sobrecarga de los sedimentos), el volumen de la matriz aumenta y el espacio poroso se reduce. El cambio de porosidad depende sólo de la diferencia entre las presiones (externa e interna) y no de los valores absolutos de las presiones¹. La compresibilidad del volumen poroso (c_f) para cualquier diferencia entre las presiones externa e interna, se define como el cambio de volumen poroso por unidad de volumen poroso por cambio unitario de presión².

1.3 Viscosidad

El comportamiento de flujo de líquidos y gases está determinado por su viscosidad, la cual es una propiedad relacionada con la resistencia que una parte de un fluido ofrece al flujo de la otra parte del fluido, y obedece a la fricción interna entre las moléculas.

La unidad CGS de la viscosidad dinámica (μ) es el "poise", pero la unidad comúnmente usada es el centipoise. En el caso del agua, la viscosidad dinámica a temperatura ambiente normal es de 1 centipoise.

La viscosidad cinemática es igual a la dinámica dividida por el peso específico del fluido en g/cm^3 , y se expresa en "stokes".

La viscosidad de casi todos los líquidos disminuye a medida que aumenta la temperatura. Un comportamiento opuesto se observa en el caso de gases a presiones moderadas. A altas presiones el comportamiento de la viscosidad de los gases se hace cada vez más similar al de los líquidos.

1.4 Movilidad y Razón de Movilidades

Después de haber comprendido los conceptos anteriormente explicados en este capítulo, la definición de movilidad será un parámetro de fácil comprensión, ya que esta propiedad no es más que la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en el medio poroso y su viscosidad, medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

La movilidad se denota con la letra griega gamma (λ) y viene expresada por la siguiente ecuación:

$$l = \frac{k_i}{\mu_i} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

i = fase estudiada (petróleo, gas o agua).

K_i = Permeabilidad efectiva del fluido i .

μ_i = Viscosidad del fluido i .

La movilidad en el yacimiento, que por lo general toma en cuenta dos fases desplazándose al mismo tiempo, es un parámetro que indica que fluido fluirá con mayor facilidad.

Por lo general la movilidad del gas es mucho mayor a la del agua y a su vez esta última en la mayoría de los casos es mayor a la del petróleo.

Al estudiar en el yacimiento cualquier fase, la movilidad es inversamente proporcional a la viscosidad, es decir si la viscosidad del fluido disminuye, la movilidad del mismo aumenta.

Por otra parte, la razón de movilidades es un parámetro que toma en cuenta (cuando se habla de flujo de dos fases en el yacimiento) el comportamiento de la movilidad de un fluido respecto al otro. Un ejemplo práctico es el desplazamiento de petróleo con agua donde la relación entre la fase desplazante y la fase desplazada se resume en la siguiente ecuación:

$$M = \frac{I_w}{I_o} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

M = Razón de movilidades.

λ_w = Movilidad del agua.

λ_o = Movilidad del petróleo.

En un proceso de desplazamiento la razón de movilidad relaciona la movilidad del fluido desplazante, en la porción del yacimiento que ha contactado, con la movilidad del petróleo en la zona de petróleo. Mientras mayor sea M , menor será el recobro en el momento de alcanzar la ruptura³.

1.5 Eficiencias de barrido

La determinación del petróleo *in situ* al comienzo de una invasión depende de varios factores que se basan en la información geológica, saturaciones de los fluidos y análisis PVT. Las eficiencias de barrido están influenciadas por otros factores que dependen del espaciamiento y arreglo de los pozos, de la distribución de presión, de las propiedades de las rocas y de los fluidos y de la heterogeneidad del yacimiento. Colectivamente las eficiencias de barrido areal y vertical determinan la eficiencia de barrido volumétrico, E_V , la cual representa la fracción del volumen del yacimiento que es contactada por el fluido inyectado. La fracción de la saturación de petróleo desplazada de la porción del yacimiento contactada por el fluido inyectado es la eficiencia de desplazamiento, E_D .

1.5.1 Eficiencia de barrido areal

La eficiencia de barrido areal, E_A , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Es decir:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad) y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el flujo inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

1.5.2. Eficiencia de barrido vertical

Debido principalmente a la heterogeneidad del yacimiento, sólo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Esta fracción, referida al área vertical total del yacimiento, se denomina eficiencia de barrido vertical.

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad (2.6)$$

2. Métodos Convencionales de Recobro Adicional³.

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación de petróleo, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua y de gas como procesos secundarios, con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, el recobro. Posteriormente se han utilizado otros procesos de recuperación mejorada de petróleo, pero su aplicación ha estado limitada por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Por esta razón, la inyección de agua y de gas, continúan siendo los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

Consideraciones Generales para la inyección de fluidos

En un yacimiento la presión puede mantenerse constante inyectando agua en la base del mismo, para sustituir el volumen del fluido que se extrae en producción.

La inyección de fluidos ejecuta entonces tres funciones:

- Al mantener la presión del yacimiento, la liberación del gas en solución, no se produce en el yacimiento. Con esto se evita la disminución en la producción ocasionada por la reducción de permeabilidad efectiva al petróleo y la creación de capas secundarias de gas.
- Al mantener la presión del yacimiento, el abastecimiento de energía del yacimiento se efectúa continuamente, evitando que se reduzca la producción de petróleo que se debe a la disminución de presión en el yacimiento.
- Los fluidos inyectados desplazan los fluidos en el yacimiento hacia los pozos de producción.

2.1 . Inyección de Agua

Es el proceso más conocido como método de recuperación secundaria.

2.1.1. Tipos de Inyección

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

2.1.1.1. Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento.

Características:

.- Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.

.- Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

Ventajas:

.- Se utilizan pocos pozos.

.- No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoras. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.

.- Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyectos, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-petróleo.

Desventajas:

.- No es posible realizar un seguimiento detallado del frente de invasión, como sí es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.

.- En algunos yacimientos, no es posible mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.

.- Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.

.- El proceso de invasión y desplazamiento es lento y, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

2.1.1.2. Inyección en arreglos o dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

Características:

.- La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.

.- Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.

.- A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de producción.

Ventajas:

.- Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es importante en yacimientos de baja permeabilidad.

.- Rápida respuesta del yacimiento.

.- Elevadas eficiencias de barrido areal.

.- Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.

.- Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.

.- Rápida respuesta en presiones.

Desventajas:

.- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.

.- Exige un mayor seguimiento y control, y por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

2.2. Inyección de Gas

El objetivo principal de la inyección de gas es mantener la presión a cierto valor o suplementar la energía natural del yacimiento. El primer caso se conoce como mantenimiento total de presión y el segundo, como mantenimiento parcial. Ambos dan lugar a un incremento en el recobro de petróleo, a una mejora en los métodos de producción y a la conservación del gas.

A diferencia de la inyección de agua donde sólo ocurre un desplazamiento inmisible, en el proceso de inyección de gas puede darse también un desplazamiento miscible.

La inyección de gas en un yacimiento de petróleo se realiza bien sea dentro de la capa de gas si ésta existe o, directamente, dentro de la zona de petróleo. Cuando existe una capa de gas originalmente en el yacimiento, o cuando se ha ido formando una por segregación durante la etapa primaria, el gas inyectado ayuda a mantener la presión del yacimiento y hace que el gas de la capa entre en la zona de petróleo y lo empuje hacia los pozos productores. Si la inyección se realiza en un yacimiento sin capa de gas, el gas inyectado en principio fluye radialmente desde los pozos inyectores y empuja el petróleo hacia los pozos productores.

La inyección de gas dentro del yacimiento puede aumentar la tasa de flujo de petróleo debido a los siguientes mecanismos:

.- Reducción de la viscosidad: el gas inyectado se disuelve en el petróleo crudo y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de menor viscosidad alrededor del pozo. Sólo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y del petróleo debe ser buena.

.- Aumento de la energía del yacimiento: el gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura sólo un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los períodos de inyección de gas son cortos.

.- Eliminación de depósitos sólidos: la tasa de flujo aumentará al eliminar, del pozo inyector o de las zonas adyacentes del yacimiento, los depósitos sólidos de hidrocarburos, como asfaltenos. Hay que tener en cuenta que el flujo de petróleo se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación del gas.

2.2.1. Tipos de Inyección

Las operaciones de Inyección de gas se clasifican en dos tipos generales: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

2.2.1.1. Inyección de gas interna o dispersa

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. Cierta cantidad del gas inyectado se produce con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características:

.- Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente de poco espesor.

.- Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento. La selección de dichos pozos y el tipo de arreglo dependen de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.

.- La permeabilidad efectiva del gas debe ser preferiblemente baja.

Ventajas:

.- Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.

.- La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

.- Generalmente, la eficiencia del recobro mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad.

.- La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.

.- Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de recobro sea inferior a la que se logra por la inyección externa.

.-La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

2.2.1.2. Inyección de gas externa

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación gravitacional.

Características:

.- Se utiliza en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.

.- Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales, mayores a 200 mD.

.- Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyektividad y de los puntos de inyección que se requieran.

Ventajas:

En comparación con lo que se obtiene con la inyección interna:

- .- La eficiencia de barrido areal en este tipo de inyección es superior.
- .- Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.

Desventajas:

- .- Se requiere una buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- .- Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- .- Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

3. Factores que controlan la recuperación por inyección de agua y gas

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua o de gas en un yacimiento, se deben considerar diversos factores, entre los cuales se mencionan los siguientes:

3.1. Geometría del yacimiento

Uno de los primeros pasos al recabar la información de un yacimiento para un estudio de inyección, es determinar su geometría, pues su estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y, en gran medida, determinan

los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección de agua o de gas.

Si existe una estructura apropiada y la saturación de petróleo justifica un proceso de inyección de agua, la adaptación de una invasión periférica puede producir mejores eficiencias de barrido areal que una inyección en un patrón de línea directa. La geometría del yacimiento y la presencia o no de una capa de gas también influenciará en esta decisión.

A menudo es importante realizar un análisis de la geometría del yacimiento y de su comportamiento pasado, para definir la presencia y la fuerza de un empuje de agua y así decidir sobre la necesidad de inyección suplementaria, pues ésta puede ser innecesaria si existe un fuerte empuje natural de agua. Tal decisión depende también de la existencia de problemas estructurales como fallas o presencia de lutitas, o de cualquier otro tipo de barrera de permeabilidad.

3.2. Litología

La litología tiene una profunda influencia en la eficiencia de la inyección de agua o de gas en un yacimiento en particular. De hecho la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan la invasión. La diferencia entre la composición mineralógica de los granos de arena y la del material cementante puede ocasionar diferencias en la saturación de petróleo residual. Estas diferencias no sólo dependen de la composición mineralógica de la roca del yacimiento, sino también de la composición de los hidrocarburos presentes en ella.

A pesar que se conoce que la presencia de mineral arcilloso en algunas arenas petrolíferas puede taponar los poros por hinchamiento o floculación al inyectar agua, no existen datos disponibles sobre la extensión de este problema, pues eso

depende de la naturaleza de las arcillas y su composición; no obstante se puede tener una aproximación de estos efectos mediante estudios de laboratorio.

3.3. Porosidad

La recuperación de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad y de la saturación de hidrocarburos. Si existen suficientes datos sobre este aspecto, se pueden construir mapas de distribución de porosidades. Igualmente si existen suficientes datos de muestras de núcleos se pueden realizar análisis estadísticos de porosidades y permeabilidades para mejorar el uso futuro de esta información.

3.4. Permeabilidad

La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla, en un alto grado, la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena. Entre menos heterogénea sea esta propiedad, mayor éxito se obtendrá en un programa de inyección. Si se observan grandes variaciones de permeabilidad en estratos individuales dentro del yacimiento, y si estos estratos mantienen su continuidad sobre áreas extensas, el agua inyectada alcanzará la ruptura demasiado temprano en los estratos de alta permeabilidad y se transportarán grandes volúmenes de agua antes que los estratos menos permeables hayan sido barridos eficientemente, creando canales de flujo por los cuales circule el agua preferencialmente.

4. Consideraciones prácticas durante la inyección de agua y gas

Existe una cantidad apreciable de detalles prácticos que se requiere considerar para asegurar el éxito de los proyectos de inyección de agua y gas en el campo,

relacionadas con el tiempo óptimo para el inicio de la inyección, la selección de los fluidos, los esquemas de inyección, los pozos inyectoros y productores, la infraestructura para la inyección y el tratamiento de los fluidos, el monitoreo de los proyectos de inyección, los problemas más frecuentes que se presentan y sus posibles soluciones y los aspectos económicos.

A continuación se describen algunas de las consideraciones más relevantes, las cuales son de gran utilidad práctica:

4.1. Tiempo óptimo para el inicio de un proceso de inyección de fluidos

Los yacimientos de petróleo y gas son como los seres humanos: cada uno es diferente, con sus características particulares. En relación con el inicio de las operaciones de inyección, hay que evitar retrasar el tiempo óptimo para el comienzo físico de la inyección. En todos los casos es necesario reconocer lo más temprano posible en la vida productiva de un yacimiento la necesidad de inyección para lograr los objetivos específicos. La planificación temprana, aun cuando no sea en detalle, hará posible la toma de los datos básicos en el momento más adecuado para el análisis de la ingeniería requerida.

El inicio de un proyecto de inyección de agua o gas es una función de diferentes variables de los yacimientos, entre las cuales pueden citarse los mecanismos de producción y la presión inicial, la presencia y tamaño de acuíferos y/o capa de gas, y las propiedades de los fluidos, en particular, la presión de burbujeo, entre otros.

Para maximizar el recobro del petróleo, la presión óptima en el yacimiento a la cual se debe invadir es la del punto de burbujeo. En este caso, la presión de inyección debe estar entre 200 y 300 lpc por encima de la presión de burbujeo.

Las ventajas de este procedimiento son:

- El petróleo remanente tiene la máxima cantidad de gas en solución, lo cual genera un factor volumétrico máximo y un volumen mínimo de barriles normales.
- A esta presión, la viscosidad del petróleo es mínima, por lo cual mejora la razón de movilidad y las eficiencias del desplazamiento y del barrido.
- Los pozos productores tienen el máximo índice de productividad.
- No hay retraso en la respuesta del yacimiento a la invasión debido a que se encuentra lleno de líquido.

Las desventajas podrían ser:

- Requerimiento de altas presiones de inyección que incrementan los costos.
- Exigencia de grandes inversiones al comienzo de la vida productiva del yacimiento, cuando sería más económico producir el yacimiento por su propia energía.

La generalización del tiempo óptimo para el inicio de un proyecto de mantenimiento por inyección de gas tiene un sentido práctico limitado por el excesivo número de variables que se deben considerar, tanto desde el punto de vista económico como de las características del yacimiento.

Así, por ejemplo, el tiempo óptimo para el inicio de la inyección se relaciona con el proceso que mejor se adapte a un campo determinado. En este sentido, la

inyección de agua a bajas presiones quizás deba iniciarse cuando el yacimiento presente una saturación de gas óptima; los yacimientos con bajas permeabilidades probablemente requieran de un proyecto de mantenimiento de presiones inmediato para conservar la productividad de los pozos; un proceso de desplazamiento por gas inmiscible quizás sea conveniente cuando la presión haya declinado para que los costos de compresión sean menores; y, finalmente, los procesos de gas miscible conviene iniciarlos a elevadas presiones para lograr las condiciones más apropiadas.

En campos maduros, el tiempo óptimo ya pasó y en todo caso la pregunta deberá referirse a cuál es el mejor proceso que ha de utilizarse o, bien, a si el aumento de presión puede ofrecer oportunidades para otros procesos.

En general, no existen métodos para calcular directamente el tiempo óptimo para el inicio de un proyecto de inyección de fluidos. En su lugar, ese cálculo debe hacerse luego de un estudio de diferentes estrategias de explotación que considere el inicio en diferentes etapas del agotamiento y luego del análisis económico correspondiente a fin de decidir lo más conveniente.

4.2. Selección del fluido de inyección^{3,4}

La selección del fluido apropiado para inyectar en un determinado yacimiento es quizás la parte más difícil del diseño de cualquier operación de inyección. En esta actividad es donde el conocimiento, la imaginación y el ingenio del ingeniero de yacimientos permiten desarrollar programas de inyección que mejoren apreciablemente el recobro y los beneficios económicos de la mayoría de los yacimientos.

Para seleccionar el fluido o los fluidos que van a ser inyectados, hay que tomar en consideración algunos factores, los cuales se mencionan a continuación:

.- Disponibilidad. Es muy importante la disponibilidad y asequibilidad del fluido deseado para inyectar. Además de sus características y propiedades, son importantes los volúmenes deseados, y los aspectos de costos, gastos e inversiones. Tratándose del gas, a veces escasea e igual puede suceder con el agua que se necesita.

.- Eficiencia del barrido (en extensión y sentido vertical). Aunado a la selección del fluido de inyección, deben tomarse muy en cuenta las características y variaciones muy específicas de las rocas del yacimiento ya que el mejor barrido posible depende de la relación de movilidad de los fluidos, de la segregación por gravedad, del buzamiento, del espaciamiento y de la disponibilidad de pozos inyectoros.

.- Eficiencia del desplazamiento. Este factor debe considerarse de acuerdo a los fluidos que se estén evaluando. En tal sentido se deberá considerar la distribución del tamaño de los poros, además de las características de humectabilidad de la roca recipiente con respecto al fluido inyectado.

.- Características de inyektividad de los fluidos. De nuevo, la relación fluido a inyectarse/roca recipiente deberá considerarse cuidadosamente respecto a la inyektividad en los pozos que reciben los fluidos. Es evidente que pueden surgir problemas de incompatibilidad y/o precipitación de sólidos que promuevan reducción de permeabilidad y la consiguiente reducción de la tasa de inyección a las presiones de trabajo aplicadas. Son frecuentes los casos de precipitación de asfaltenos, hidratación de lutitas, formación de emulsiones y presencia de otras inconveniencias.

.- Instalaciones de superficie. La inyección de fluidos conlleva manejar grandes volúmenes de producción, una vez que en los pozos productores irrumpe el caudal

de fluidos inyectados. Por lo tanto, es muy importante planificar adecuadamente la capacidad volumétrica de las instalaciones de superficie.

.- Costos y disponibilidad del equipo de inyección. En primer término, tratándose de inyección de agua y/o gas, la procedencia y el volumen de agua y/o gas requeridos deben quedar satisfactoriamente determinados.

El manejo del gas es costoso, habida cuenta de que hay que recolectarlo, acondicionarlo, comprimirlo e inyectarlo. La compresión del gas puede ser un proceso muy costoso. En el caso de inyección de agua, los costos pueden ser menores, pero en ciertos aspectos el tratamiento y el manejo de todo el ciclo de grandes volúmenes de agua requiere elevadas erogaciones.

.- Compatibilidad entre el fluido inyectado y el equipo de producción. Esta es una consideración que puede ser importante en casos específicos. Al equipar los pozos productores hay que considerar que éstos deben manejar volúmenes adicionales de fluidos inyectados al irrumpir el frente en cada pozo. Dicho frente puede ser de gas, agua, polímeros, emulsiones u otras sustancias que pueden tener influencia en el equipo de levantamiento artificial instalado en los pozos productores.

.- Costos de tratamiento del fluido de inyección. El tratamiento del fluido de inyección implica costos. Por ejemplo, el gas puede requerir extracción de líquidos, secado o endulzamiento. El agua generalmente requiere extracción de sólidos, reducción del contenido de sales que al precipitarse dañarían la formación, o también purificación para evitar crecimiento de bacterias.

5. Mantenimiento de presión⁴

A lo largo del tiempo de explotación eficiente y económica de los yacimientos es aconsejable estudiar, considerar y decidir sobre el mantenimiento de la presión que a determinado nivel se considere necesaria utilizando la inyección de fluidos: gas, agua, polímeros, y otras sustancias. Las ventajas asociadas con la inyección de fluidos pueden ser generales y/o específicas, tomando en consideración las características y propiedades del yacimiento, del los fluidos en sitio y de las sustancias elegidas para la inyección.

5.1. Algunas ventajas generales del mantenimiento de presión mediante la inyección de fluidos

- Al inyectar fluidos para mantener la presión estática del yacimiento, también se mantiene alta la presión de flujo de los pozos, por ende disminuyendo los requerimientos de levantamiento artificial.
- En los yacimientos que están produciendo mediante levantamiento artificial ya instalado, es ventajoso que al iniciarse la declinación de la presión de fondo se comience a inyectar fluidos, para mantener el valor cercano a la presión utilizada para diseñar el sistema de levantamiento artificial. Esta acción conduce a mantener la eficiencia del sistema instalado.
- En general, mantener elevada la presión, en principio, debe mejorar la cantidad extraída del petróleo original en sitio (POES) debido a que el fluido inyectado estaría barriendo una saturación de petróleo (S_o) que tiene un factor volumétrico (B_o) mayor.

5.2. Algunas ventajas específicas para mantener la presión inyectando gas

- Para aquellos yacimientos que originalmente tienen casquete de gas, la inyección de gas en dicho casquete debe mejorar el barrido mediante la expansión hacia la zona petrolífera.
- El gas inyectado continuará desplazando crudo por su contribución a la mayor solubilidad de gas y por ende se puede lograr menor viscosidad, la cual favorece el flujo.
- Manteniendo la presión elevada se inhibe la actividad del acuífero y es posible aprovechar preferentemente la expansión del casquete de gas.
- Conservar el gas producido hasta que se formulen planes racionales para su mejor utilización, permitiría más adelante suplir mayores volúmenes de gas a las plantas de producción de productos petroquímicos.
- Mantener alta RGP en los pozos productores tiene como efectos aligerar la columna de fluidos y a la vez reducir el empleo de gas para levantamiento artificial.

5.3. Algunas ventajas específicas de la inyección de agua para mantener la presión

- Utilizar con la mayor eficiencia la relación favorable de movilidad que se logra utilizando agua como fluido desplazante.

- En yacimientos con débil influjo natural de agua se puede mejorar el barrido, complementando el agua de intrusión con agua inyectada adicional.
- En virtud del alto volumen ocupado en el yacimiento por el agua inyectada, los fluidos producidos pueden ser reemplazados mediante bajas inversiones en planta y equipos.

CAPÍTULO 3

1. Simulación Numérica de Yacimientos.

La simulación de yacimientos es el proceso de representar el comportamiento ya ocurrido (historia) o por ocurrir (pronósticos) utilizando un “modelo” del yacimiento. Los modelos pueden ser físicos (de laboratorio) o matemáticos. Un modelo matemático de un sistema físico es un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía, ecuaciones de estado y ecuaciones de flujo que describen adecuadamente los procesos del sistema en estudio (pozo, campo, yacimiento, etc.).

Los procesos que ocurren en un yacimiento de petróleo son básicamente: flujo de fluidos en un medio poroso y transferencia de masa y energía, dentro de ese mismo medio.

Los modelos numéricos de simulación son un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada de ecuaciones diferenciales con derivadas parciales que se generan en el modelo matemático. El modelo matemático es a su vez el conjunto de ecuaciones que describen o representan los procesos físicos de flujo y transferencia de masa y energía que ocurren en el yacimiento, toma en cuenta la roca y los fluidos que ella contiene. En estos casos, el yacimiento es visualizado como un conjunto de bloques o celdas que representan volúmenes discretos de una malla en la que ha sido subdividido el yacimiento. Estos métodos numéricos son necesarios debido a que con las ecuaciones de derivadas parciales del modelo matemático se representan a un conjunto de parámetros del yacimiento como son: presión, saturaciones de fluidos, propiedades P.V.T, porosidad, permeabilidades, etc. Dada

la gran cantidad y complejidad de estas ecuaciones y de los métodos de su solución es necesario el uso de computadoras.

Los métodos numéricos son bastante generales en su aplicación y han probado que son altamente eficientes para obtener soluciones bajo las condiciones complejas del yacimiento. Esto hace de los modelos numéricos de simulación la técnica más completa y flexible disponible hoy en día para los ingenieros de yacimiento en el camino de comprender mejor los yacimientos, cotejar mejor su historia (cuando la hay) y analizar los pronósticos para elegir una modalidad de su explotación futura.

La simulación y los programas de computación son herramientas que ayudan a ahorrar tiempo en las predicciones del comportamiento de yacimientos pero no suministran una respuesta exacta del comportamiento del mismo, ya que los simuladores son sólo herramientas que cuando son alimentadas con datos que describen adecuadamente el yacimiento, pueden suministrar una predicción razonable del comportamiento general a ser esperado en un yacimiento bajo las condiciones operacionales y de contorno dadas por el usuario. De esta manera, los resultados de un estudio de simulación deben ser vistos como una aproximación al comportamiento esperado y no como una predicción exacta y sus resultados son reflejo de la calidad y cantidad de los datos así como de la bondad del modelo en representar los fenómenos físicos.

En la simulación se recomienda al usuario de las herramientas usar el modelo más simple (el más adecuado a la realidad del yacimiento) y la malla más gruesa, cuyos resultados sean suficientemente buenos que permitan al ingeniero tomar las decisiones apropiadas para el desarrollo del campo o yacimiento en estudio, con las limitaciones inherentes a la herramienta utilizada.

1.1 Aspectos Básicos.

Los simuladores numéricos de yacimientos han sido usados durante mucho tiempo, ya que permiten describir cuantitativamente el flujo de múltiples fases en yacimientos heterogéneos, considerando la historia de producción, propiedades de los fluidos, bajo diferentes escenarios de demandas de mercado, estrategias de inversión y regulaciones gubernamentales.

La utilidad de los modelos numéricos radica en que permiten atacar problemas complejos con soluciones simples. Un modelo realista de yacimiento puede ser una herramienta efectiva para desarrollar planes de explotación en campos nuevos, evaluar planes que aumenten la productividad de los pozos, incrementar o acelerar la producción, reducir costos operacionales e incrementar recobro.

2. Antecedentes.

El potencial de la simulación fue reconocido a finales de los años 1940 y a principios de los años 1950 por algunas compañías, las cuales desarrollaron modelos prácticos para ser usados en los computadores disponibles en el momento.

La aplicación principal de los primeros simuladores fue en el estudio de yacimientos de dimensiones lo suficientemente grandes como para justificar lo costoso de estos estudios. La necesidad del momento era poder predecir el comportamiento del yacimiento a corto y a largo plazo. Como los resultados obtenidos fueron satisfactorios, se convirtió en una herramienta usada en la mayoría de las grandes empresas productoras.

El diseño de un modelo de simulación numérica está influenciado por los siguientes factores:

- Geometría y heterogeneidades del sistema y tipos de fluidos presentes
- Calidad de las respuestas para apoyar la toma de decisiones en la gerencia de yacimientos
- Disponibilidad de tiempo para completar los estudios
- Factores económicos
- Disponibilidad de información de calidad
- Capacidad del simulador y características computacionales

Los simuladores numéricos de yacimiento están basados en la Ecuación de Difusividad. En general, las ecuaciones diferenciales parciales complejas no pueden ser resueltas analíticamente. Para ello se utilizan métodos numéricos aproximados, donde la ecuación se reemplaza con series de diferencias finitas. Para lograr esto se subdivide el yacimiento en celdas formando una malla donde se discretizan las propiedades. Esto significa una división de la distancia y tiempo de una celda. De esta manera simplificada se puede considerar cada celda como una pequeña porción de un tanque con paredes permeables donde se contabiliza un balance entre los fluidos que entran y los que salen.

En la simulación de yacimientos intervienen todas las disciplinas relacionadas con la explotación del mismo. A continuación se presenta una breve descripción de algunos de los datos de entrada que el simulador requiere usualmente.

a) Descripción del yacimiento

- Permeabilidad

- Porosidad
- Espesores
- Elevación
- Número y tamaño de las celdas de la malla
- Saturaciones iniciales de cada fase
- Presión inicial
- Compresibilidad de la roca

b) *Propiedades de los fluidos*

- Factor volumétrico del petróleo
- Factor volumétrico del agua
- Factor volumétrico del gas
- Viscosidad del agua
- Viscosidad del petróleo
- Viscosidad del gas
- Solubilidad del gas en el petróleo
- Densidad del petróleo
- Densidad del agua
- Densidad del gas

c) *Interacciones roca fluidos*

- Curvas de permeabilidades relativas para petróleo, agua y gas

- Curvas de presión capilar agua-petróleo
- Curvas de presión capilar gas-petróleo

d) Datos de pozos

- Localización de los pozos y su estado
- Historia de completación (intervalos de producción, daño, métodos de producción etc.)
- Historia de producción y restricciones

Los resultados de una simulación incluyen distribución espacial de las presiones, de fluidos y saturaciones, relación gas-petróleo y agua-petróleo de producción y tasa de producción e inyección para cada pozo en cada paso de tiempo. Por lo tanto, un estudio de simulación exige el manejo y el análisis de datos que dependen de distintas disciplinas como son: Geología, Petrofísica, Yacimientos, Producción (caracterización de yacimiento).

3. Modelos de Simulación.

Se debe proveer de un modelo o descripción geométrica del yacimiento, donde la escogencia adecuada de este modelo dará una mejor descripción del yacimiento. Existen diversos modelos usados en simulación, como son el modelo adimensional, modelo unidimensional, 2D Horizontal, pero el más utilizado es el modelo 3D Rectangular.

Este tipo de modelo es el más útil para representar las características geológicas y movimientos de fluidos en el yacimiento, pero requiere de una gran cantidad de celdas para su correcta representación, requiriendo mayores tiempos para efectuar la simulación, ya que cada celda tiene una ecuación diferencial asociada para cada fase o componente presente, y en consecuencia se incrementa el sistema de ecuaciones a resolver. Con el acceso a computadoras modernas y métodos de solución más eficientes, esta desventaja ha disminuido.

La tendencia mundial es la de realizar estudios de simulación usando este tipo de modelos, ya que son herramientas adecuadas de predicción y no representan las desventajas de los otros modelos. En estos modelos las celdas que están localizadas fuera de los límites del yacimiento se pueden inactivar con el fin de eliminar su volumen poroso, excepto en el caso que halla acuíferos presente y este se esté simulando. Este modelo se utiliza generalmente para efectuar simulaciones de procesos de inyección del yacimiento completo, en los cuales se dispone de una buena definición geológica en la dirección areal y vertical.

Una vez definido el modelo a utilizar, teniendo en cuenta que el modelo debe ser sencillo para poder entender las limitaciones y capacidades del mismo, y que se dispone de todos los datos necesarios, se procede a realizar el cotejo histórico de los parámetros de producción durante un periodo conocido y las predicciones del comportamiento futuro del yacimiento.

4. Cotejo Histórico.

El objetivo del cotejo histórico es reproducir con el simulador el comportamiento real del yacimiento. Esto se obtiene representando con el modelo de simulación al yacimiento con todas sus propiedades.

El cotejo histórico permite ajustar datos de producción deficientes y/o determinar parámetros físicos desconocidos, los cuales son necesarios para modelar matemáticamente el yacimiento. Cuando se obtiene un cotejo histórico aceptable, el ingeniero puede proceder a la etapa de predicción del estudio.

5. Corridas de Predicción.

Luego de obtener un cotejo histórico satisfactorio del comportamiento del yacimiento se pasa a la etapa de predicción. Un gran número de alternativas de explotación pueden ser evaluadas y comparadas en un período dado para optimizar el comportamiento futuro del yacimiento.

6. Aplicaciones.

Las principales aplicaciones de la simulación de yacimientos generalmente son la planificación de escenarios de desarrollo, estimación de perfiles de producción y de reservas, el monitoreo del yacimiento y la distribución de producción.

6.1. Planificación de escenarios de desarrollo

Es uno de los usos más comunes de la simulación de yacimientos. Estos estudios de simulación pueden empezar en una etapa muy temprana del desarrollo y en la medida que la planificación del desarrollo progresa, se van construyendo modelos más complejos, e incorporando nueva información que permite ayudar a la toma de decisiones así como determinar y cuantificar incertidumbre de parámetros del yacimiento. Estos modelos son útiles para modificar los esquemas de desarrollo si aparecen nuevas condiciones.

6.2. Perfiles de producción y estimación de reservas

Una de las principales y más importantes tareas del ingeniero de yacimiento es la estimación de perfiles de producción y reservas. Es por ello que es necesario disponer de perfiles de producción, para abarcar un rango de la incertidumbre en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo, debido a que con frecuencia estas cifras son requeridas para el análisis económico y evaluaciones de campo así como para atender disposiciones regulatorias.

6.3. Monitoreo del yacimiento

El modelo de simulación es una herramienta para la evaluación de los esquemas de explotación (perforación, estrategias de producción e inyección, reparaciones de pozos, estimulaciones, perforación horizontal y multilateral y recuperación secundaria). Estos modelos de simulación se pueden usar en forma eficiente para obtener pronósticos y evaluar rápidamente cualquiera de estos esquemas de explotación. Con el ajuste de la historia del yacimiento se puede tener actualizado el modelo de manera tal que se tenga monitoreado constantemente el yacimiento.

6.4. Distribución de producción

Algunos campos poseen yacimientos agrupados verticalmente, lo que es un problema para la distribución de producción por tener pozos completados conjuntamente. Este problema de competencia de producción pudiera ser contraproducente al esquema de explotación de un yacimiento en particular al no disponer de los pozos necesarios para su explotación óptima. Es por ello que con la creación de un modelo malla gruesa puede tratarse adecuadamente este problema.

CAPÍTULO 4

1. Líneas de flujo (Streamlines)

1.1 Introducción

Los simuladores basados en líneas de flujo han tenido avances significativos en los últimos 10 años. Hoy en día son totalmente tridimensionales, consideran efectos de gravitacionales así como controles de pozos. Avances más recientes, permiten ahora el manejo de fluidos compresibles.

Los métodos de volumen finito están basados en el concepto fundamental de que los volúmenes son movidos de celda a celda. El problema con esta metodología es que hay un incremento exponencial en el tiempo de la corrida con un incremento lineal del tamaño del modelo. La razón de esto es que grandes modelos reducen dramáticamente los tamaños de Δt debido a los reducidos volúmenes de las celdas y al incrementar la heterogeneidad del yacimiento. Esto significa que soluciones rutinarias con modelos de millones de celdas usando simuladores convencionales están, por lo tanto, fuera del alcance para las aplicaciones prácticas. Incluso con un significativo poder de computación, una simple solución puede tomar semanas. Poner a punto la data y realizar los cálculos de sensibilidades bajo estas circunstancias puede ser un problema.

La simulación basada en líneas de flujo (Streamline) es una alternativa atractiva debido al diferente planteamiento para mover los fluidos. En lugar de mover fluidos de celda a celda, el simulador divide el yacimiento en un sistema unidimensional. Las ecuaciones de transporte son entonces resueltas a lo largo del espacio unidimensional definido por las líneas de flujo utilizando el concepto de tiempo de

vuelo (**Time Of Flight, TOF**). Desacoplando el problema de transporte o movimiento de fluidos del modelo geológico principal, los fluidos pueden ser transportados más eficientemente. Se pueden usar grandes Δt , la difusión numérica se minimiza, y el tiempo de la corrida varía casi linealmente con el tamaño del modelo.

La ventaja computacional del método de líneas de flujo puede atribuirse a cuatro razones principales: (1) Las líneas de corriente (streamline) no necesitan ser actualizadas frecuentemente; (2) las ecuaciones de transporte a menudo pueden ser resueltas analíticamente; (3) la solución numérica unidimensional a través de la línea de corriente no está restringida por el criterio de estabilidad de la malla; (4) para desplazamientos dominados por la heterogeneidad, el tiempo de computo a menudo varía linealmente con el número de celdas, haciéndolo un método atractivo para simulaciones geológicas de escala fina. Otra ventaja es que reduce la difusión numérica y los efectos de orientación de la malla, debido a que la malla usada para resolver las ecuaciones de transporte es efectivamente desacoplada de una malla estática.

1.2 Transporte de fluidos

Una vez que el campo de presiones en 3D es calculado, se define la malla 3D de líneas de flujo. Los fluidos son transportados a lo largo de las líneas de flujo como si todos fueran problemas unidimensionales individuales. Las suposiciones principales en esta metodología son:

- 1.- La malla de las líneas de flujo no cambia significativamente con el tiempo.
- 2.- El problema es dominado por convección.
- 3.- No hay cruce de flujo entre las líneas de flujo.

Si estas suposiciones se mantienen, la simulación basada en líneas de flujo puede llevar a soluciones rápidas y acertadas, pero si no, se necesitarán más pasos de tiempo (Δt) disminuyendo considerablemente el tiempo de simulación.

2. Líneas de flujo cambiantes

Las trayectorias de las líneas de flujo son definidas en base a la solución de la ecuación de presión. A su vez, la solución de presión es una función de las propiedades de los fluidos, propiedades de la roca y condiciones de borde. Estos caminos pueden o no cambiar dependiendo del grado de heterogeneidad y la magnitud de las condiciones de borde. Por ejemplo, para sistemas altamente heterogéneos con muchos pozos las trayectorias de las líneas de flujo no cambiarán apreciablemente a medida que el desplazamiento avanza, a menos que cambien las condiciones de borde.

3. Desplazamientos dominados por convección

Se conoce como desplazamientos dominados por convección, a los desplazamientos que tienen en primer orden, una dependencia en la permeabilidad y la movilidad, y en segundo orden, una pequeña dependencia en la presión (compresibilidad), difusión/dispersión y presión capilar. En desplazamientos dominados por convección, la distribución espacial y la magnitud relativa y dirección del campo de velocidades son el centro para la solución correcta del problema. Ejemplos de este tipo de desplazamientos son mecanismos de recobro secundario y terciario tales como, desplazamiento con agua, inyección de gas o desplazamientos tipo WAG.

4. Flujo Compresible

Un aspecto importante de los simuladores de líneas de flujo modernos es que permiten modelar flujo compresible. En el pasado, el método de líneas de flujo era siempre asociado con sistemas incompresibles, lo cual era la causa principal por lo cual tenía limitada aplicabilidad.

Permitiendo flujo compresible, se puede modelar un desplazamiento de campo desde la primera etapa de producción hasta las etapas maduras de desarrollo. Incluso cuando el desplazamiento es dominado por convección, algo de compresibilidad puede estar presente y puede ser necesario incluirla. Para sistemas incompresibles un menor número de soluciones de presión son requeridas, pero a medida que aumenta la compresibilidad, se requieren soluciones de presión adicionales para incrementar la resolución de la distribución de presión. En el límite cuando la compresibilidad es la fuerza dominante de producción/inyección, la limitación del Δt es similar a una formulación tradicional en diferencias finitas, y por consiguiente llevará a un número similar de soluciones de presión.

5. Las Ecuaciones IMPES Gobernantes

El simulador de líneas de flujo se basa en resolver primero el campo de presión y luego el campo de saturación. Este es un método IMplicito en Presión, Explícito en Saturación (IMPES). Para métodos convencionales en diferencias finitas, una ventaja de una formulación IMPES sobre una formulación full-implícita, es que la difusión numérica debido al error de discretización se reduce.

La ecuación que gobierna el flujo de un componente i con n_p fases fluyendo en un medio poroso es definida por Lake [49] como,

$$\sum_{j=1}^{n_p} \left\{ \frac{\partial}{\partial t} (f w_{ij} r_j S_j) + \nabla \cdot (w_{ij} r_j \bar{u}_j - f r_j S_j \bar{\vec{D}}_{ij} \cdot \nabla w_{ij}) \right\} = q_s r_j w_{ij} \quad (4.1)$$

Donde q_s representa la tasa de flujo volumétrica de una fuente o un sumidero, $\bar{\vec{D}}_{ij}$ caracteriza el componente de dispersividad, w_{ij} es la fracción de masa del componente i en la fase j , y $\bar{u}_j$ es la velocidad de la fase dada por la ley de Darcy,

$$\bar{u}_j = -\frac{\bar{K} k_{rj}}{m_j} \cdot (\nabla P_j + r_j g \nabla D) \quad (4.2)$$

Donde la presión de la fase es P_j , D es la profundidad, y g es la constante gravitacional. Para simplificar la Ec. 4.1 se asume que los fluidos son incompresibles ($\bar{n}_j = \text{constante}$) y no hay dispersividad ($\bar{\vec{D}}_{ij} = 0$) dando,

$$\sum_{j=1}^{n_p} \left\{ \frac{\partial}{\partial t} (f w_{ij} S_j) + \nabla \cdot w_{ij} \bar{u}_j \right\} = q_s w_{ij} \quad (4.3)$$

Ahora, sumando la Ec. 4.3 sobre todos sus componentes y usando el hecho de

que $\sum_{i=1}^{n_c} w_{ij} = 1$ queda que ,

$$\nabla \cdot \bar{u}_t = q_s \quad (4.4)$$

la ecuación que gobierna el balance volumétrico para flujo incompresible. La velocidad total, $\vec{u}_t$, puede ser definida por la suma de la Ec 4.2 sobre n_p fases para dar,

$$\vec{u}_t = -\vec{K} \cdot (l_t \nabla P + l_g \nabla D) \quad (4.5)$$

Despreciando la presión capilar se tiene que $P=P_j$. La movilidad total (l_t) y la movilidad total de gravedad (l_g) son definidas como,

$$l_t = \sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}}{m_j}, \quad l_g = \sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj} r_j g}{m_j} \quad (4.6)$$

Finalmente, combinando la Ec. 4.4 y la Ec. 4.5 da la ecuación que gobierna la presión para flujo incompresible multifásico en un medio poroso,

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot (l_t \nabla P + l_g \nabla D) = -q_s \quad (4.7)$$

donde la variable desconocida es P . Una vez que P es definida, $\vec{u}_t$ puede ser determinada utilizando la Ec. 4.5

La ecuación que gobierna la saturación para el método IMPES puede ser derivada de la Ec. 4.3. Para simplificar el problema, se asume que las fases son inmiscibles tal que $\bar{u}_{ij}=0$ para $i \neq j$ y $\bar{u}_{ij}=1$ para $i=j$ dando,

$$f \frac{\partial S_j}{\partial t} + \nabla \cdot \vec{u}_j = q_s f_{j,s} \quad (4.8)$$

Sustituyendo la Ec. 4.2 en la Ec. 4.8 y despejando ∇P de la Ec. 4.5 y sustituyendo, la ecuación anterior se transforma en, Ec. 4.9 :

$$f \frac{\partial S_j}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\frac{k_{rj} / m_j}{\sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{rm}}{m_m}} \bar{u}_t + \vec{K} \cdot g \nabla D \frac{k_{rj} / m_j}{\sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{rm}}{m_m}} \sum_{m=1}^{n_p} k_{rm} / m_m (r_m - r_j) \right) = q_s f_{j,s}$$

Definiendo el término de flujo fraccional de Buckley-Leverett como,

$$f_j = \frac{k_{rj} / m_j}{\sum_{m=1}^{n_p} k_{mj} / m_m} \quad (4.10)$$

Y un término de flujo fraccional con gravedad dado por,

$$\vec{G}_j = \vec{K} \cdot g \nabla D \frac{k_{rj} / m_j}{\sum_{m=1}^{n_p} k_{mj} / m_m} \sum_{m=1}^{n_p} k_{rm} / m_m (r_m - r_j) \quad (4.11)$$

La ecuación 4.9 se puede reescribir como

$$f \frac{\partial S_j}{\partial t} + \nabla \cdot f_j \bar{u}_t + \nabla \cdot \vec{G}_j = q_s f_{j,s} \quad (4.12)$$

Dado que $\nabla \cdot \bar{u}_t = 0$ para flujo incompresible, la ecuación que gobierna la saturación de una fase se transforma en,

$$f \frac{\partial S_j}{\partial t} + \bar{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \cdot \vec{G}_j = q_s f_{j,s} \quad (4.13)$$

Las Ec. 4.7 y Ec. 4.13 forman el juego de ecuaciones gobernantes no lineales para el método IMPES que son usadas en el simulador de líneas de flujo. Son no

lineales debido a que los coeficientes en cada ecuación son dependientes de las incógnitas (P o S_j). Estas ecuaciones son diferentes en su comportamiento matemático, y como tal, pueden ser resueltas diferentemente. Esta es la idea fundamental del método IMPES para líneas de flujo.

CAPÍTULO 5

1. Aplicaciones del método de líneas de flujo**1.1 Cálculo del volumen barrido**

El método de líneas de flujo proporciona una ventaja debido a que calcula el volumen barrido y las áreas barridas bajo las condiciones más generales. Esto es una consecuencia directa de la formulación de tiempo de vuelo (TOF). El TOF refleja la propagación del frente del fluido a varios pasos de tiempo. Para un tiempo dado, la conectividad (volumen por debajo del frente) en el TOF proporciona una medida directa del barrido volumétrico para una configuración de pozos arbitraria y una heterogeneidad dada. Dicha información puede ser usada en estrategias de desarrollo de yacimientos, tales como programas de perforación.

La variable fundamental en la simulación streamline es el tiempo de vuelo, el cual es simplemente el tiempo de viaje de un trazador neutral a lo largo de las líneas de flujo y puede ser definido como:

$$t(x, y, z) = \int \frac{f ds}{|\vec{u}|} \quad (5.1)$$

Se puede reescribir la Ec. 5.1 en una forma diferencial como sigue:

$$\vec{u} \cdot \nabla t = f \quad (5.2)$$

El campo de velocidades para un medio tridimensional puede ser expresado en términos de funciones de corriente (ψ y χ) como sigue:

$$\vec{u} = \nabla y \times \nabla c \quad (5.3)$$

Una línea de flujo es definida por la intersección de valores constantes de ϕ y ψ . En aplicaciones bidimensionales, se usa una forma funcional simplificada, $\phi = \phi(x, y)$, $\psi = \psi(x, y)$, llevando a expresiones mas conocidas como:

$$u_x = \frac{\partial \psi}{\partial y}, \quad u_y = -\frac{\partial \psi}{\partial x} \quad (5.4)$$

Donde ϕ es conocida como la función de corriente. La técnica de líneas de flujo se basa en una transformación de las coordenadas del espacio físico a la coordenada del tiempo de vuelo. La transformación de la coordenada asume una forma simple:

$$\left\| \frac{\partial(t, y, c)}{\partial(x, y, z)} \right\| = \nabla t \cdot (\nabla y \times \nabla c) = \nabla t \cdot \vec{u} = f \quad (5.5)$$

Que se obtiene de las ecuaciones (5.1) y (5.2). De este modo, se tiene la siguiente relación entre el espacio físico y la coordenada del tiempo de vuelo que sigue la dirección del flujo,

$$f \, dx \, dy \, dz = dt \, dy \, dc \quad (5.6)$$

Es fácil ver que la coordenada de transformación también conserva el volumen poroso, un aspecto fundamental para calcular las eficiencias volumétricas de barrido.

Considerando un ejemplo en dos dimensiones, en un tiempo particular, el área barrida se puede calcular como:

$$A_{swept}(t) = \iint f \, dx \, dy \, q[t - t(x, y)] \quad (5.7)$$

Se puede generalizar el concepto para un medio heterogéneo arbitrario. Cambiando (x,y) por coordenadas ($\hat{o}, \emptyset$) la Ec. 5.7 se reduce a:

$$A_{swept}(t) = \iint dt \, dy \, q[t - t(y)] \quad (5.8)$$

La última área barrida asociada con un productor puede ser obtenida considerando:

$$A_{final}(t \rightarrow \infty) = \int t(y) \, dy \quad (5.9)$$

Las ecuaciones 5.8 y 5.9 indican que el área barrida a cualquier tiempo dado o la última área barrida asociada con un productor puede ser calculada simplemente integrando el tiempo de vuelo.

En flujo tridimensional se pueden derivar expresiones análogas para volúmenes barridos:

$$\begin{aligned} V_{swept} &= \iiint f \, dx \, dy \, dz \, q[t - t(x, y, z)] \\ &= \iiint dy \, dc \, dt \, q[t - t(y, c)] \end{aligned} \quad (5.10)$$

1.2 Cálculo de la eficiencia de barrido basado en la conectividad del tiempo de vuelo

Se ha visto como el tiempo de vuelo, proporciona una medida directa de áreas o volúmenes barridos bajo las condiciones más generales usando la Ec. 58 y la Ec.5.10. Estas ecuaciones pueden interpretarse como áreas o volúmenes conectados para un tiempo de vuelo dado. La Ec 5.10 puede aproximarse como sigue:

$$V_{swept}(t) = \sum_i \int dt (y_i) q(t - t_i) q(y_i) \quad (5.11)$$

Donde, $q(\phi)$ es la tasa asignada a la línea de flujo ϕ . Considerando un arreglo cartesiano tridimensional de celdas conectadas cara a cara, se puede definir una variable indicadora en cada celda basada en el tiempo de vuelo. Por ejemplo, una celda es codificada como “no barrida” si el tiempo de vuelo en la celda analizada es mayor que el tiempo de interés y “barrida” si es menor o igual al tiempo de interés. Examinando a través del arreglo tridimensional y sumando el volumen poroso de las celdas “barridas”, se obtiene el volumen barrido al tiempo de interés y dividiendo por el volumen poroso total, se obtiene la eficiencia de barrido volumétrica.

1.3 Factor de Asignación de Pozos

El factor de asignación de pozos, o Well Allocation Factors (WAF, según sus siglas en inglés), es un número que especifica el porcentaje de flujo en un pozo debido a la influencia de otros. Para un pozo productor que recibe la influencia de varios pozos inyectores, el WAF determina el porcentaje de flujo que cada pozo inyector esta aportando. Similarmente, el WAF de un pozo inyector, determina el porcentaje de inyección en cada pozo productor.

El factor de asignación de pozos tiene un uso importante para balancear modelos de inyección y en la optimización de la colocación de nuevos pozos. En las corridas de simulación de cotejo histórico, el WAF es útil en determinar cuales inyectores influyen más en la respuesta de producción.

El WAF solo puede ser calculado dentro de un simulador que define líneas de flujo conectando pozos productores a inyectores. Los simuladores convencionales no pueden hacer este tipo de cálculos debido a que es imposible determinar de que parte provienen los fluidos.

El factor de asignación se define como:

$$WAF_{ij} = \sum_{k=1}^{n_{sl}} q_{ij}^k / q_i^w \quad (5.12)$$

donde q_{ij}^k es el flujo de la línea de flujo k entre los pozos i y j en el pozo i , y q_i^w es la tasa de flujo total del pozo i .

Todas las tasas son calculadas a condiciones de yacimiento. Para sistemas incompresibles, el flujo a lo largo de cada línea de flujo es un valor constante y todas las líneas de flujo empiezan y terminan en algún pozo. Para sistemas compresibles, algunas líneas de flujo pueden estar llegando/dejando un pozo desde/hasta los límites del yacimiento, y el WAF es considerado en otra forma.

1.4 Modelaje de desplazamiento con agua

Los métodos de líneas de flujo han sido ampliamente usados en el pasado para el modelo e interpretación de pruebas de trazadores en el yacimiento, y han sido

usados exitosamente para modelar desplazamiento con agua (Waterflooding). Dependiendo de la aplicación, los métodos streamline pueden lograr un factor de rapidez de 1 a 1000 sobre simuladores convencionales de diferencia finita. La ventaja computacional del método tiende a decrecer en presencia de efectos fuertes de gravedad, compresibilidad y rápidos cambios de condiciones de campo, como cambios de tasa, perforaciones, zonas aisladas y conversiones del modelo.

1.5 Evaluación o “Ranqueo” de Modelos Geoestadísticos

Las técnicas geoestadísticas han ido creciendo y tomando cada vez mayor importancia en la caracterización de yacimientos. Dichas técnicas son comúnmente usadas para reproducir la heterogeneidad del yacimiento y pueden generar un gran número de modelos estocásticos de escala-fina (fine-scale) consistentes con una gran variedad de datos, cada uno de estos modelos es una posible descripción del yacimiento. La diferencia entre las múltiples realizaciones geoestadísticas indica la presencia de incertidumbre debido a la falta de información y esparcimiento de la data. Cuantificar esta incertidumbre en términos del desarrollo de un pronóstico requiere de la simulación de flujo de un gran número de esos posibles modelos de yacimiento. Estos modelos de escala-fina son la representación más detallada de la heterogeneidad que existe de un yacimiento. La respuesta derivada de la simulación puede proporcionar una medida de la incertidumbre, sin embargo, esto no es viable en la práctica debido a los costos computacionales asociados con las múltiples simulaciones detalladas. El método de streamline proporciona un rápido procedimiento para “rankear” estos modelos e identificar casos límites. Por lo tanto, el ranqueo de modelos estocásticos es una vía económica de cuantificar el impacto de la incertidumbre en la descripción de yacimientos.

Una técnica para “rankear” estos modelos puede estar basado en el volumen barrido o en la conectividad del TOF a un tiempo determinado. El volumen barrido

es esperado correlacionar con el recobro sin importar el proceso de desplazamiento.

La conectividad del tiempo de vuelo nos proporciona una medida muy conveniente para rankear múltiples modelos geoestadísticos. Debido a que la eficiencia de barrido volumétrica es fundamental para todos los procesos de recobro, un ranqueo basado en la conectividad del tiempo de vuelo debe ser válido sin importar el proceso de recobro considerado. Muchos autores no han encontrado muy buenas correlaciones entre el ranqueo basado en parámetros estáticos (permeabilidad, porosidad y espesor) y el ranqueo basado en parámetros dinámicos (tiempo de irrupción, factor de recobro, tasa). En cambio, correlaciones entre ranqueos basados en parámetros dinámicos han mostrado resultados más promisorios. El tiempo de vuelo (TOF) es una medida dinámica que toma en cuenta la interacción entre la heterogeneidad y el flujo de campo impuesto. Esta es una importante consideración y cualquier criterio de ranqueo debe tomar en consideración la configuración de pozos y la relación inyector-productor.

1.6 Cotejo histórico (History-Matching)/Integración de datos de producción

El cotejo histórico consiste en especificar en el modelo las tasas históricas de producción de petróleo e inyección de fluidos, y dejar que el simulador calcule el comportamiento de presión, de la relación gas-petróleo y del corte de agua. Para lograr esto, generalmente es necesario hacer ajustes en algunos parámetros del yacimiento, geológicos, de fluidos (PVT) y propiedades roca-fluido.

El método permite una rápida solución de la respuesta de producción a la sensibilidad de los parámetros del yacimiento, como permeabilidad y porosidad. Tales sensibilidades cuantifican cambios en la respuesta de producción debidos a pequeños cambios en las propiedades del yacimiento y forman una parte integral de algoritmos para un cotejo histórico automático.

La integración de datos de producción puede ser llevada a cabo en dos pasos: (1) cotejando la respuesta de irrupción en los pozos y (2) cotejando la respuesta de producción.

CAPÍTULO 6

1. Metodología

1.1. Antecedentes.

En noviembre de 1993 se firmó un Convenio Operativo de Servicios entre LAGOVEN y TOTAL, para la rehabilitación de los antiguos campos y la exploración de horizontes más profundos en la unidad JUSEPIN, en el estado Monagas.

Bajo este Convenio, El campo Jusepín Profundo que se descubrió en marzo de 1996, comenzó a producir en marzo de 1997.

Dados los buenos resultados obtenidos por la perforación de nuevos pozos y la proximidad de las plantas de procesamiento de PDVSA (ex-LAGOVEN) en Jusepín, se decidió (julio 1996) proceder con un desarrollo acelerado del campo. Las instalaciones temporales de producción arrancaron el 28 de marzo de 1997. Para principios del año 2001 el campo estaba produciendo 38000 BPPD provenientes de 5 pozos. Jusepín Profundo ha producido un acumulado de 35 MMBls a finales de 2000.

Existe una caída de presión considerable en el yacimiento, por lo que se elaboró un programa de mantenimiento de presión por medio de la inyección de agua y la inyección de gas.

Existe un modelo estático del yacimiento basado en un estudio integrado de geofísica (sísmica 3D) y geología. Dicho modelo divide el yacimiento en tres

bloques, Oeste, Central y Este. En este trabajo se tomaron en cuenta el Bloque Oeste y el Bloque Este, para la inyección de agua y la inyección de gas respectivamente.

Este modelo es utilizado para el pronóstico de producción a mediano / largo plazo del campo. Debido a su complejidad, su tiempo de ejecución es largo y se requiere una herramienta más rápida para evaluar varias hipótesis con respecto al monitoreo de la inyección. De allí la importancia de analizar este comportamiento a través de la aplicación de la metodología de líneas de.

Dada la importancia de aplicar el método de líneas de flujo, se debe evaluar la herramienta para determinar su aplicabilidad, por lo que se realizará una comparación con métodos tradicionales de simulación. Se utilizará el software 3DSL (Three Dimensional StreamLine) de StreamSim Technologies, para las líneas de flujo, y el software Eclipse 100 de Schlumberger Geoquest, como simulador numérico convencional de petróleo negro.

1.2. Ubicación Geográfica

El área de Jusepín está situada al norte del Estado Monagas, 30 km al oeste de Maturín. Comprende los campos Jusepín, Muri, Mulata, Santa Bárbara, Travieso, Mata Grande y Tacata. Conforman una extensa franja de rumbo N 60° E, con más de 45 kilómetros de extensión y 7 km de ancho.

El área productora puede ser descrita como una sola unidad, aun cuando las empresas concesionarias dieron diferentes nombres a sus campos petrolíferos.

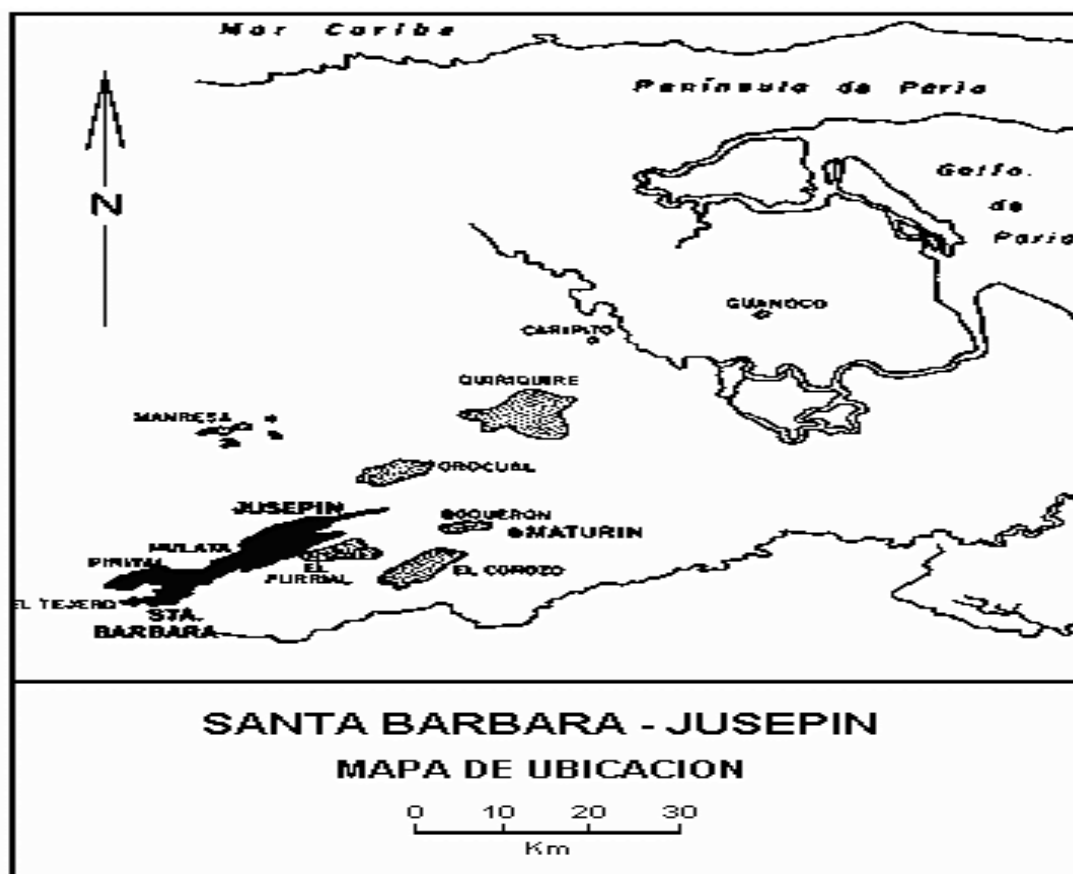


Figura N° 1. Ubicación del campo Jusepín

1.3. Mecanismos de Producción

El crudo del Bloque Oeste de Jusepín, presenta una gravedad A.P.I. promedio de 24° y el crudo del Bloque Este presenta una gravedad A.P.I. promedio de 35°, siendo originalmente ambos yacimientos subsaturados. El principal mecanismo de producción en ambos yacimientos es la expansión de la roca y de los fluidos, no existe el empuje hidráulico debido a que ninguno de los bloques en estudio está en contacto con acuíferos.

1.4. Propiedades Básicas

1.4.1. Propiedades de los Fluidos

Los datos de Presión, Volumen y temperatura (PVT) del yacimiento, tanto para el Bloque Oeste como para el Bloque Este, se muestran resumidos a continuación:

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	B. Oeste	B. Este
Presión inicial (LPCA)@ 17000 p.b.n.m.	12000	11950
Presión de burbujeo, Pb (LPCA)	3458	5971
Temperatura del yacimiento, (°F)	260	260
Gravedad del petróleo, API	24°	35°
Compresibilidad de la formación, Cf (LPCA-1)	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$
Relación gas petróleo en solución inicial, Rsi (PCN/BNP)	702	1029
Factor Volumétrico inicial del petróleo, α_{oi} (BY/BN)	1.38	1.97
Factor Volumétrico del petróleo a @ Pb, α_{ob} (BY/BN)	1.52	2.23
Viscosidad del petróleo a condiciones iniciales, μ_o (Cp)	0.48	0.15
Viscosidad del petróleo a presión de burbujeo, μ_{ob} (Cp)	0.24	0.06

Tabla N° 1. Propiedades de los fluidos

A continuación se presentan los gráficos de algunos parámetros PVT variando respecto a la presión:

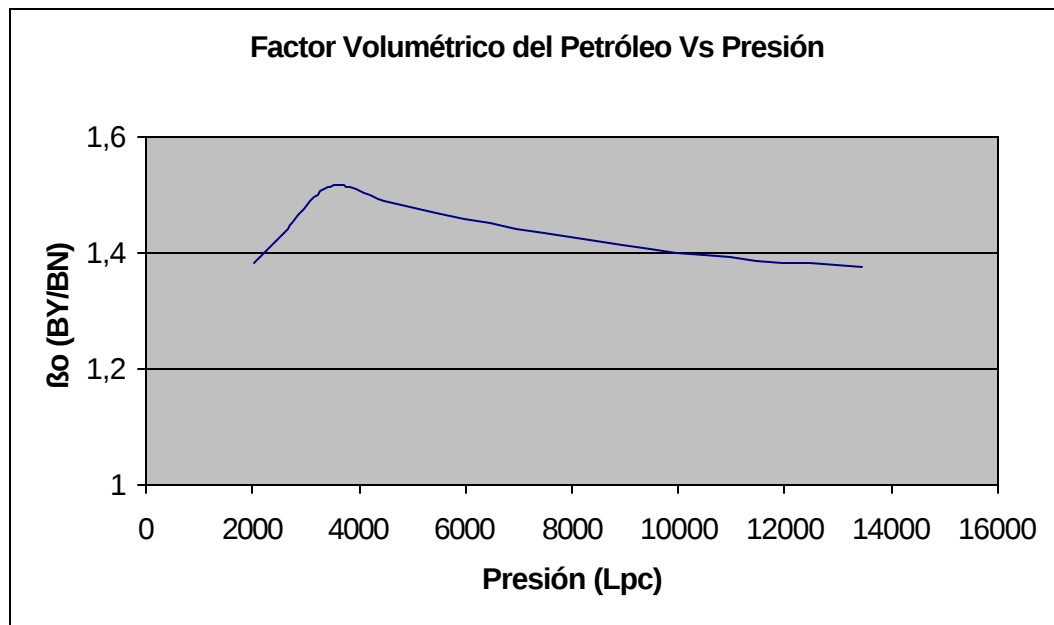


Figura N° 2. Factor Volumétrico del Petróleo Vs. Presión. **Bloque Oeste**

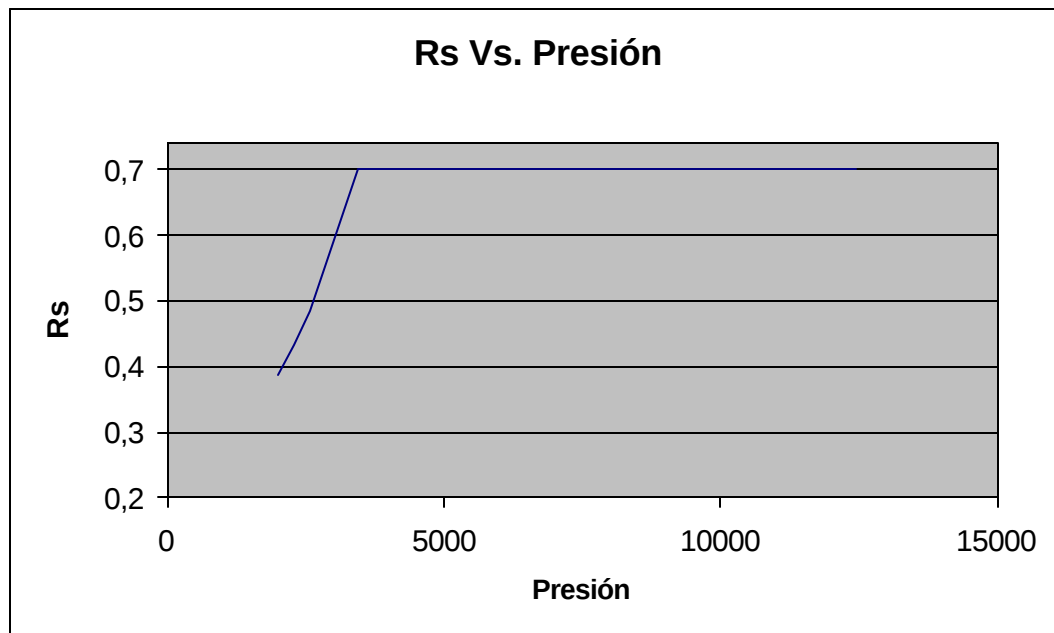


Figura N° 3. Gas Disuelto en el Petróleo Vs. Presión. **Bloque Oeste**

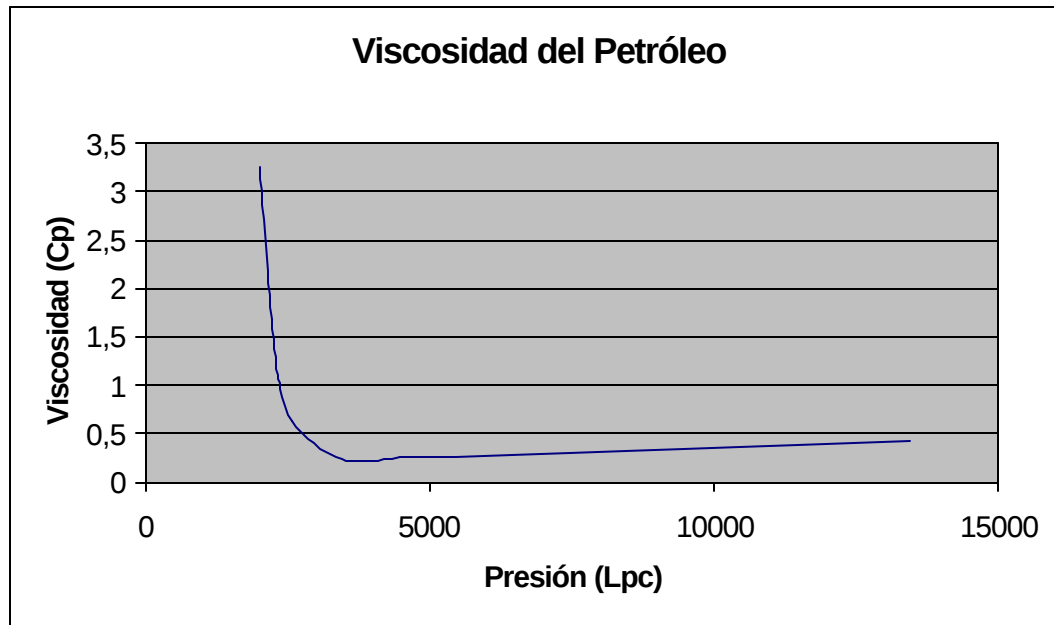


Figura N° 4. Viscosidad del Petróleo Vs. Presión. **Bloque Oeste**

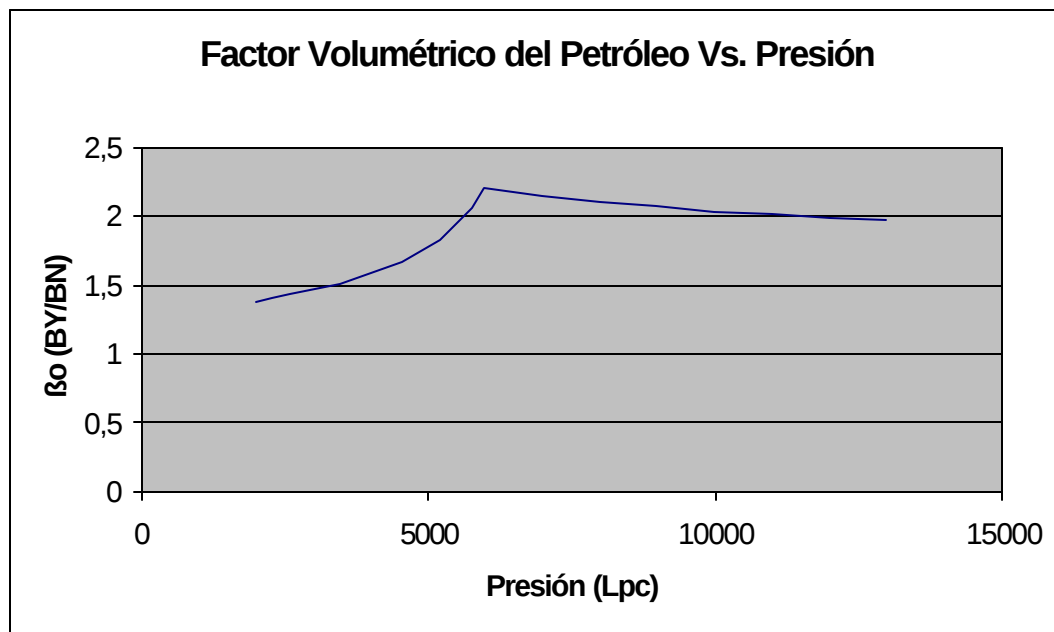


Figura N° 5. Factor Volumétrico del Petróleo Vs. Presión. **Bloque Este**

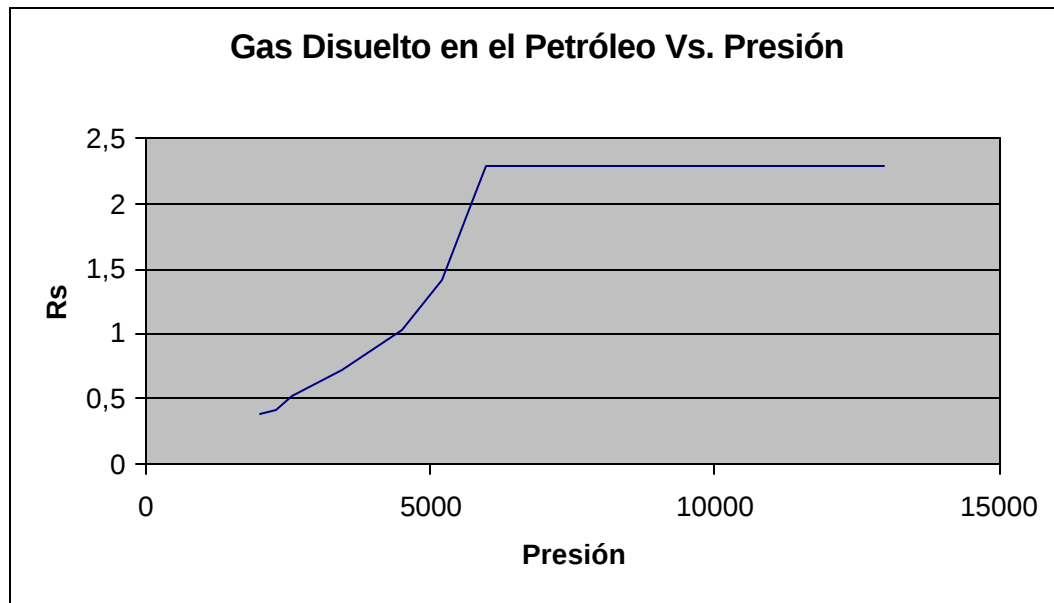


Figura N° 6. Gas Disuelto en el Petróleo Vs. Presión. **Bloque Este**

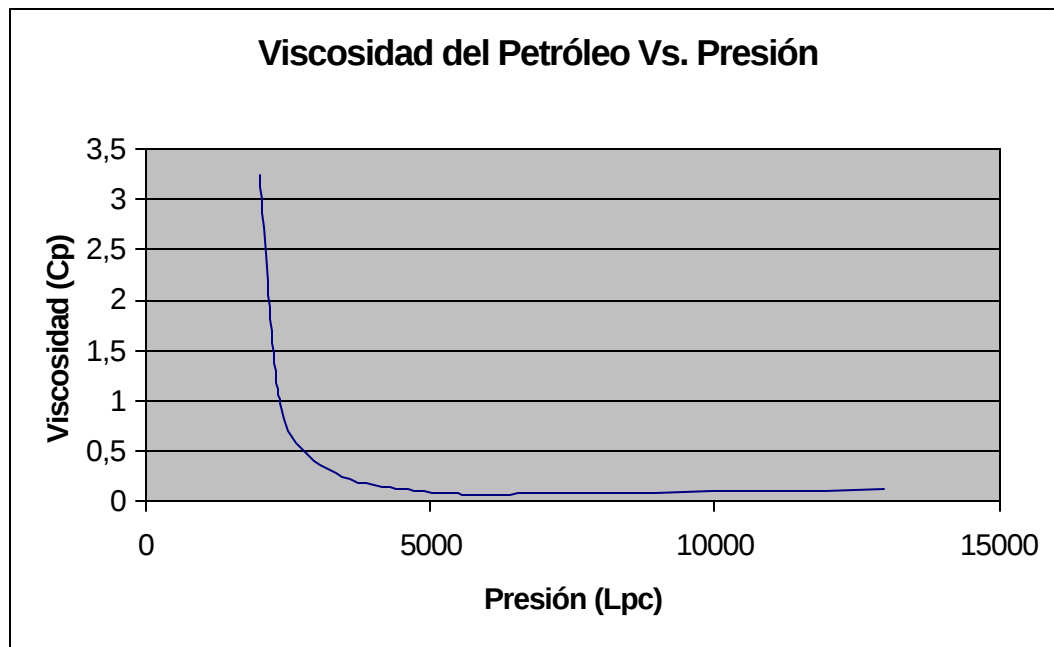


Figura N° 7. Viscosidad del Petróleo Vs. Presión. **Bloque Este**

1.4.2. Permeabilidades Relativas

Dado a la complejidad del modelo original de simulación, en el cual se presentaban distintas curvas de permeabilidades relativas, se seleccionó un solo tipo de curvas, la más representativa, para el estudio en general, con el propósito de simplificar el estudio, dichas curvas se muestran en la siguiente figura:

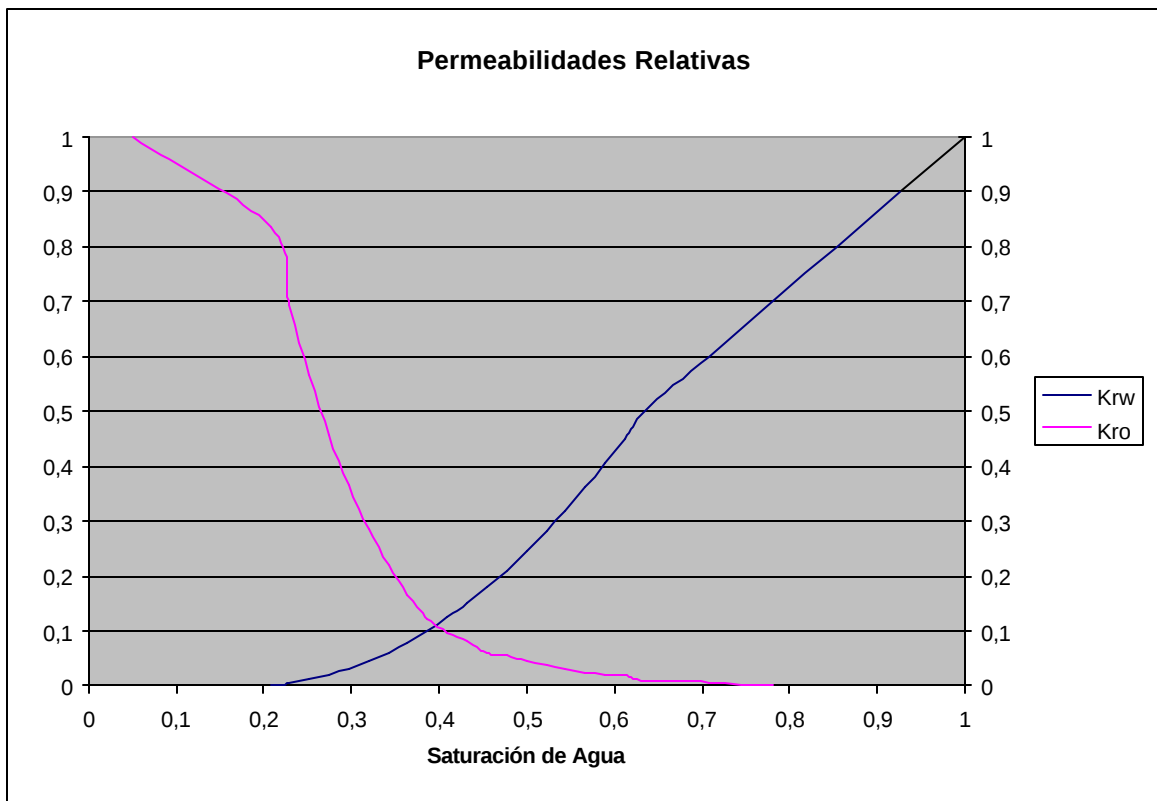


Figura N° 8. Curvas de Permeabilidades Relativas agua-petróleo

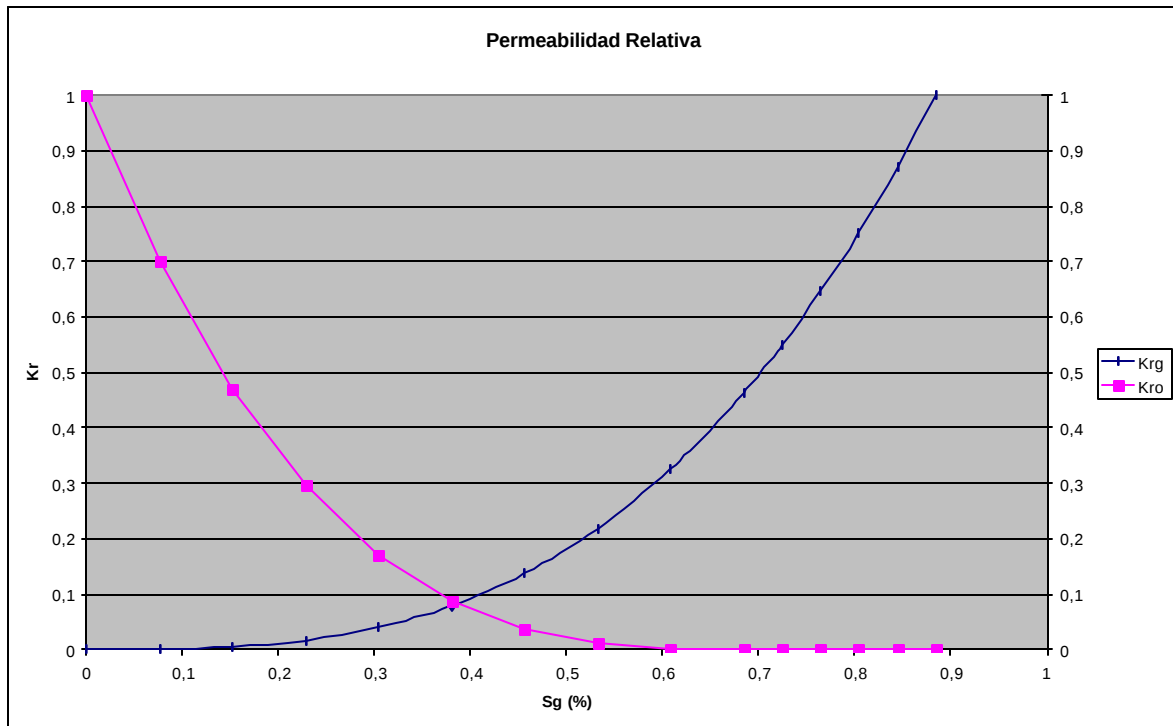


Figura N° 9. Curvas de Permeabilidades Relativas gas-petróleo

1.5. Descripción de los modelos de simulación

Los modelos que se describen a continuación son utilizados en igual forma tanto para el simulador de líneas de flujo (3DSL) como para el simulador convencional de petróleo negro (Eclipse 100), manteniendo todas sus características, con la finalidad de realizar la comparación sobre las mismas bases.

Para elaborar el estudio de simulación se dispone, como se mencionó anteriormente, de un modelo estático dividido en tres bloques, de los cuales se tomaron el Bloque Oeste y Bloque Este, para inyección de agua e inyección de gas respectivamente. En esta sección se describen estos modelos (bloques), utilizados para la simulación.

1.5.1. Bloque Oeste

Este modelo consta de una malla con un total de 4896 celdas, distribuidas de la siguiente manera:

Dirección X: 18 celdas

Dirección Y: 17 celdas

Dirección Z: 16 Celdas o Capas.

La extensión areal de este bloque es de aproximadamente 1035 acres, con un petróleo original en sitio de 64 MMBN. La porosidad promedio se estima en 8% y la permeabilidad promedio en 70 mD. Existen dos pozos, uno productor y el otro inyector de agua. El yacimiento es volumétrico y presenta una saturación de agua inicial de 5%.

Para la construcción del archivo de entrada a los simuladores, muy similar en ambos, se incluyeron los datos básicos del yacimiento, propiedades de los fluidos, datos de interacción roca-fluido, datos de los pozos y datos de producción. Las siguientes figuras muestran la distribución de porosidad, permeabilidad y NTG:

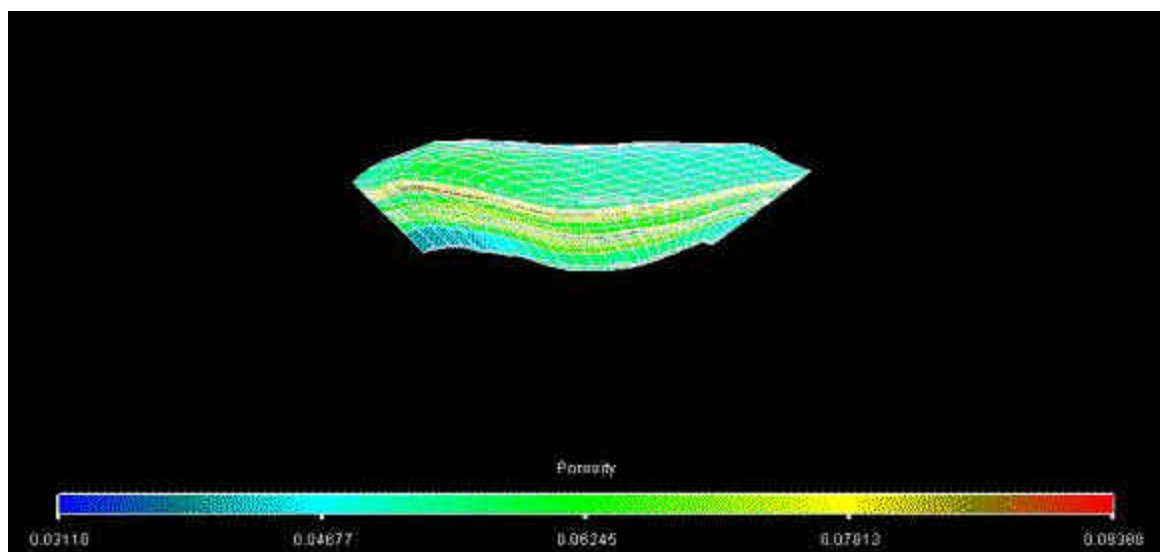


Figura N° 10. Distribución de Porosidad. **Bloque Oeste**

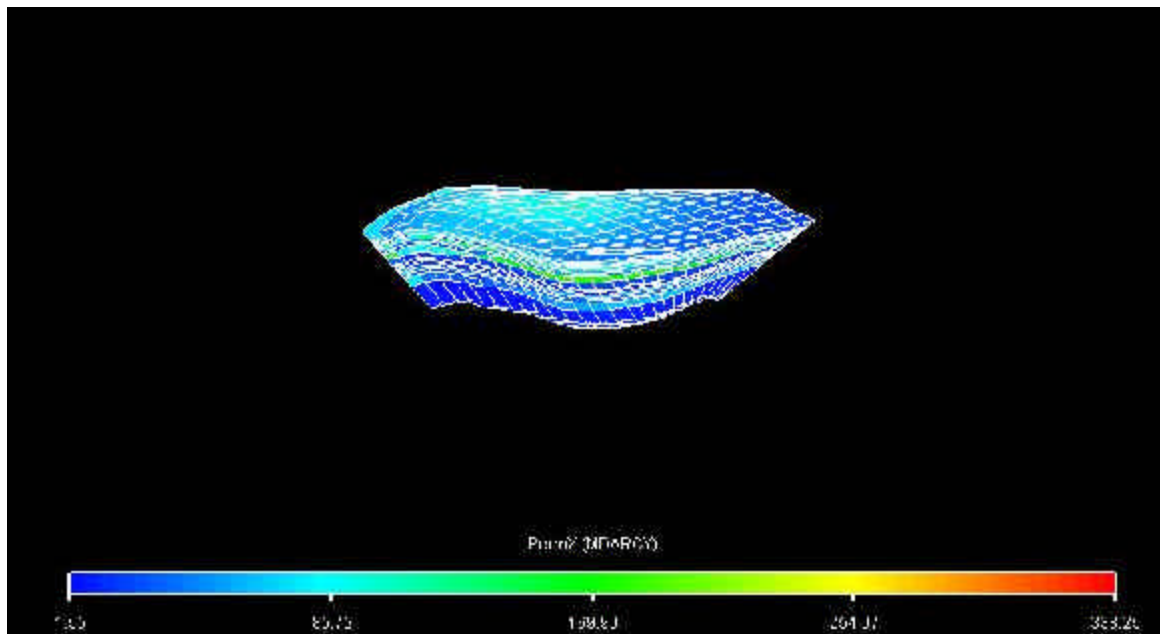


Figura N° 11. Distribución de Permeabilidad. **Bloque Oeste**

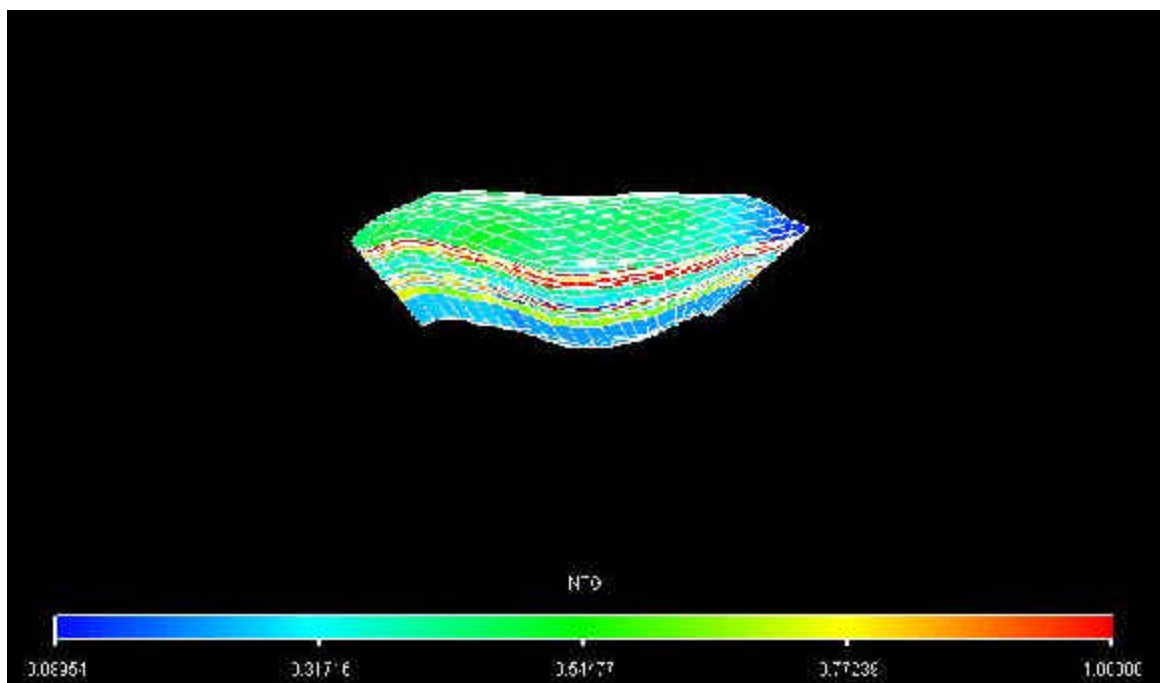


Figura N° 12. Espesor Neto (NTG). **Bloque Oeste**

Como se mencionó en el Capítulo 5, 3DSL puede modelar flujo compresible, es decir, se puede simular el yacimiento desde su etapa inicial de producción, por lo que se cargaron los datos históricos del bloque. Esto quiere decir que se observará y comparará las respuestas dadas por el simulador de líneas de flujo con respecto a la respuesta dada por el simulador convencional para los distintos parámetros de producción, tales como, tasa de petróleo (Q_o), producción acumulada de petróleo (N_p), tasa de gas (Q_g), tiempo de irrupción (T_{irr}), presión (P), relación gas-petróleo (RGP) y corte de agua (%AyS).

1.5.2. Bloque Este

En este modelo se evalúa la inyección de gas, y consta de una malla con un total de 16240 celdas, distribuidas de la siguiente manera:

Dirección X: 35 celdas

Dirección Y: 29 celdas

Dirección Z: 16 Celdas o Capas.

La extensión areal de este bloque es de aproximadamente 2760 acres con un petróleo original en sitio estimado en 123 MMBN con una gravedad API promedio de 35°, la porosidad promedio se estima en un 8% y la permeabilidad en 70 mD. Existen tres pozos, de los cuales dos son productores y uno inyector. Al igual que el Bloque Oeste, no está en contacto con acuíferos y su saturación inicial de agua es de 5%.

La distribución de porosidad, permeabilidad y espesor neto, se muestran en las siguientes figuras:

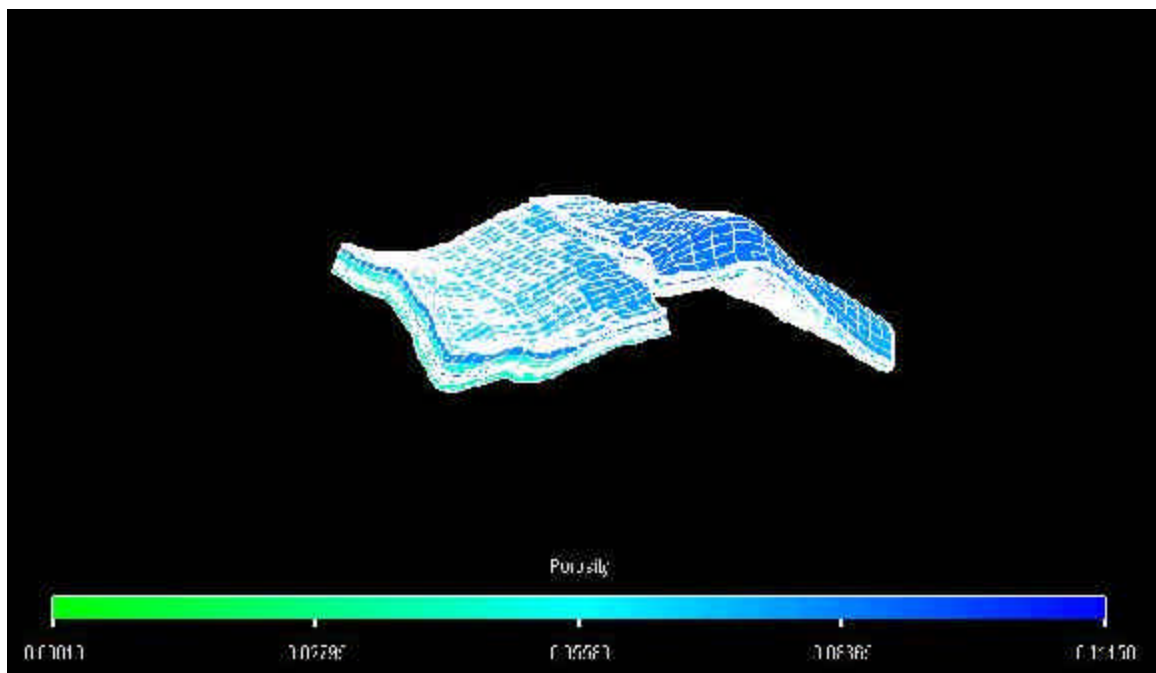


Figura N° 13. Distribución de Porosidad. Bloque Este

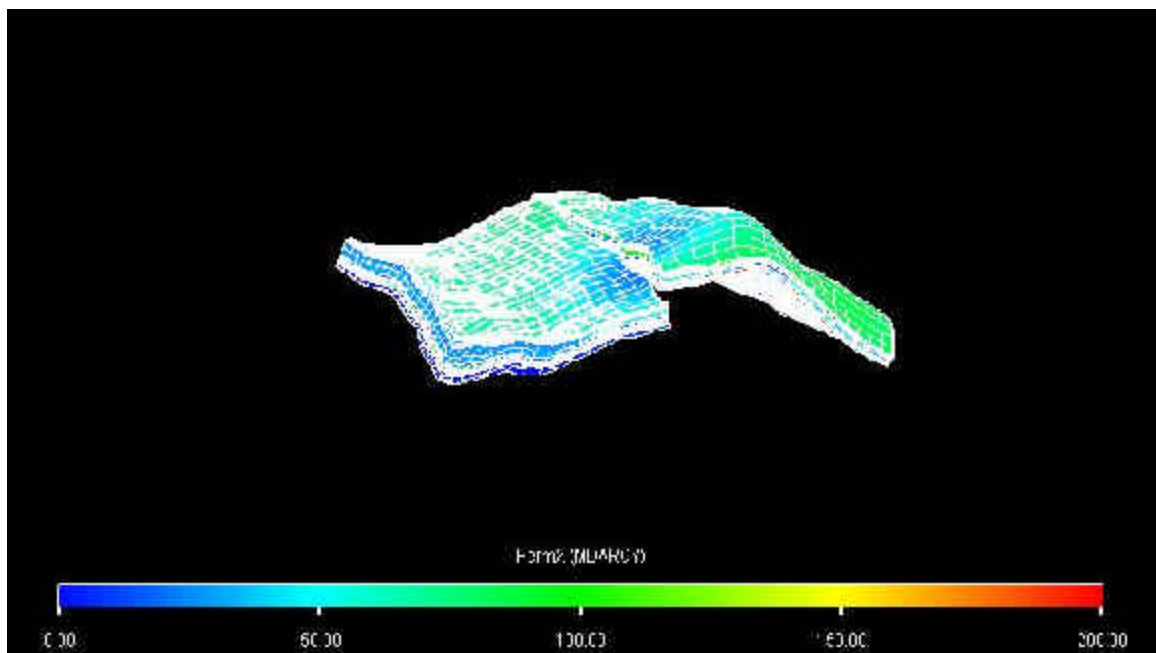


Figura N° 14. Distribución de Permeabilidad. Bloque Este

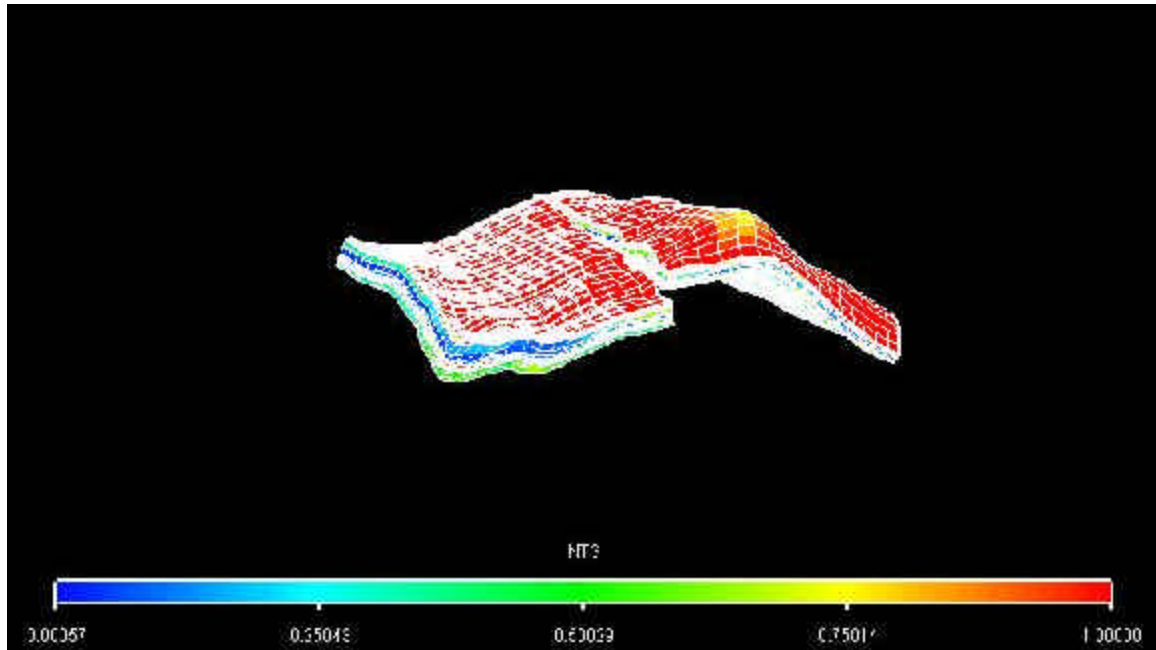


Figura N° 15. Espesor Neto (NTG). Bloque Este

1.5.3. Refinamiento

Para comprobar la rapidez del método de líneas de flujo en comparación con los métodos tradicionales de simulación, se realizaron tres refinamientos, para determinar el tiempo de corrida en ambos simuladores. El propósito de esto, es determinar la aplicabilidad del simulador de líneas de flujo para evaluar modelos que tienen un gran número de celdas, los cuales, con simuladores convencionales, resulta computacionalmente costoso evaluar.

Estos refinamientos, hechos con el software PETREL, se realizaron sobre toda la malla de simulación del Bloque Oeste, es decir, sobre cada una de las

propiedades que constituyen el modelo de simulación, como porosidad, permeabilidad, espesor neto y el número de celdas en la dirección X y en la dirección Y, manteniendo el mismo número de celdas o “capas” en la dirección Z.

La prueba, se realizó con un modelo de inyección de agua, en un intervalo de tiempo de 1800 días. Se dispone de un pozo inyector, el cual se le asignó una tasa de inyección de 10000 B/D; y un pozo productor, al cual se le asignó una tasa de 6000 BN/D.

En la tabla N° 2, se muestran las dimensiones de los refinamientos realizados:

N° de Celdas	Refinamiento 1	Refinamiento 2	Refinamiento 3
Dirección X	33	84	170
Dirección Y	32	67	135
Dirección Z	16	16	16
Total	16896	90048	367200

Tabla N° 2. Dimensiones de las mallas refinadas

1.5.4 Sensibilidad en el tiempo de convergencia (Timestep)

Debido al hecho de que el método de líneas de flujo puede tomar grandes Δt , es decir, que los intervalos de convergencia pueden ser mayores que en la simulación convencional, se realizaron una serie de pruebas al simulador de líneas de flujo, en las cuales se varió el tamaño del *timestep* o Δt para observar el comportamiento del mismo con la sensibilización de este parámetro. El objetivo de estas pruebas es determinar el intervalo de tiempo más apropiado que debe usarse en el simulador de líneas de flujo (3DSL) que garantice una respuesta confiable optimizando el tiempo de la simulación. Este tipo de pruebas se

recomienda hacerlas como paso previo antes de realizar un estudio con el simulador 3DSL.

Estas pruebas se realizaron, de manera conceptual, evaluando los procesos de inyección de gas e inyección de agua, en los bloques Este y Oeste respectivamente.

La primera, se realizó con el modelo de inyección de agua (Bloque Oeste), en un intervalo de tiempo de 1800 días. Se dispone de un pozo inyector, el cual se le asignó una tasa de inyección de 10000 B/D; y un pozo productor, al cual se le asignó una tasa de 6000 BN/D. Todos los intervalos están abiertos a inyección y producción.

La segunda prueba se realizó con el modelo de inyección de gas (Bloque Este), en un intervalo de tiempo de 1800 días. Al pozo inyector de gas (INYECTOR) se le asignó una de tasa de inyección de 65000 Mscf/D, las tasas de producción son 7500 BN/D y 6500 BN/D para los pozos PRODUCTOR 1 Y PRODUCTOR 2 respectivamente.

Los valores (en días) de *timestep* o Δt que se tomaron son: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200 y 360.

Capítulo 7

1. Análisis de Resultados

1.1. Sensibilidades en el tiempo de convergencia (Timestep).

Una vez realizada la sensibilidad de variar el intervalo de tiempo (Timestep), se procedió a evaluar la respuesta que dio el simulador de líneas de flujo con los siguientes parámetros:

1.1.1. Producción de petróleo

Se puede observar en las figuras N° 16 y N° 17, que la producción acumulada de petróleo no varía, en el intervalo de tiempo especificado, con respecto al tamaño del Δt , debido a que en ese período la tasa de petróleo permanece constante para los distintos Δt , como se observa en las figuras N° 18 y N° 19. Por lo que se puede decir que la producción de petróleo es independiente del tamaño de Δt que se tome.

Para ambos casos (Inyección de agua y de gas), el parámetro de control es la tasa de producción, para los pozos productores, y la tasa de inyección para los pozos inyectoros.

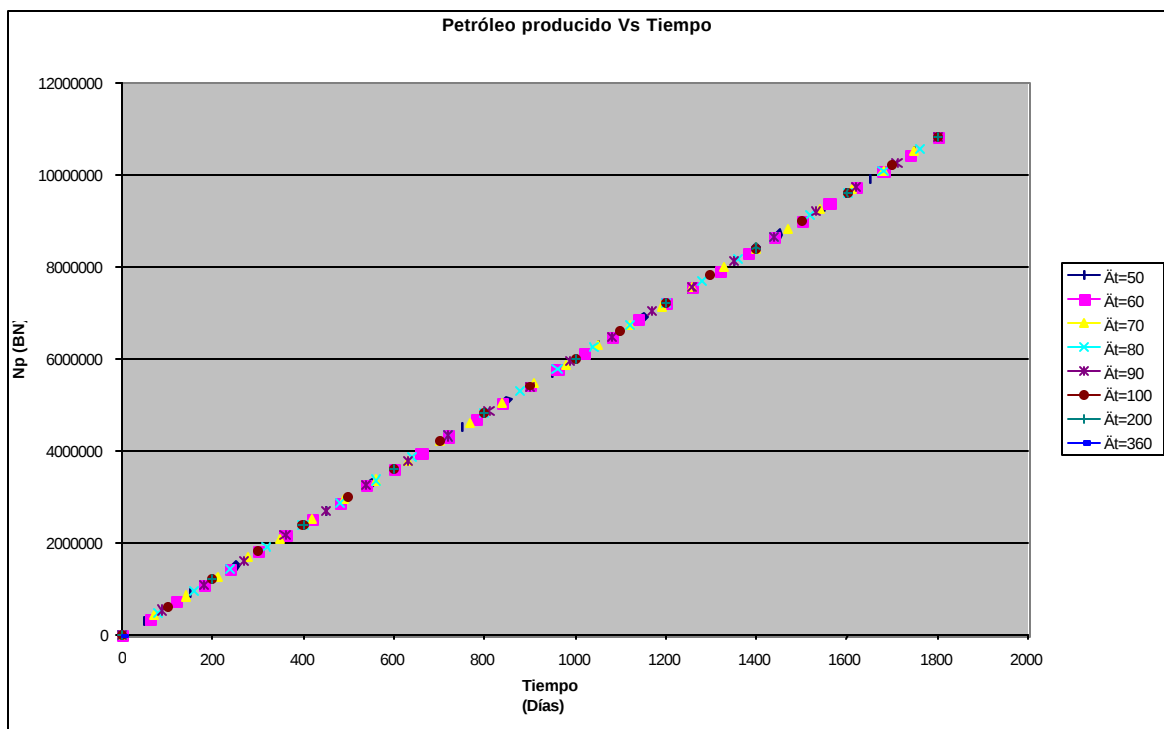


Figura N° 16. Producción acumulada de petróleo a distintos Δt . Inyección de agua

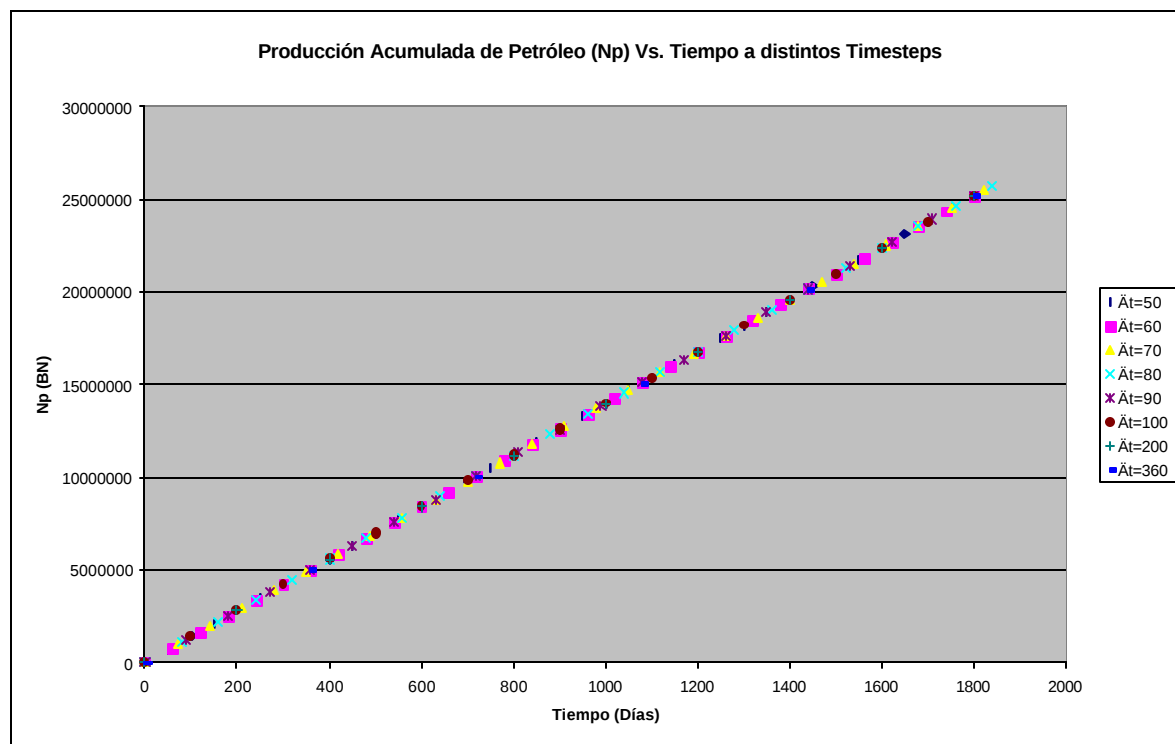


Figura N° 17. Producción acumulada de petróleo a distintos Δt . Inyección de gas

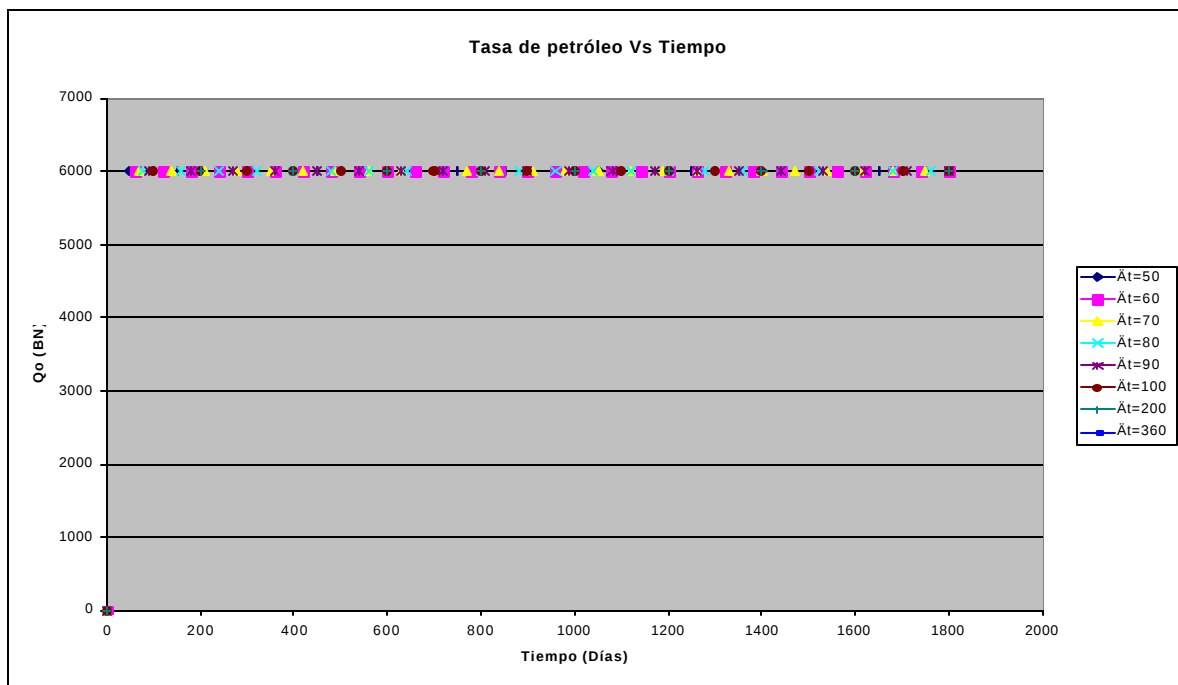


Figura N° 18. Tasa de petróleo a distintos Δt . Inyección de agua

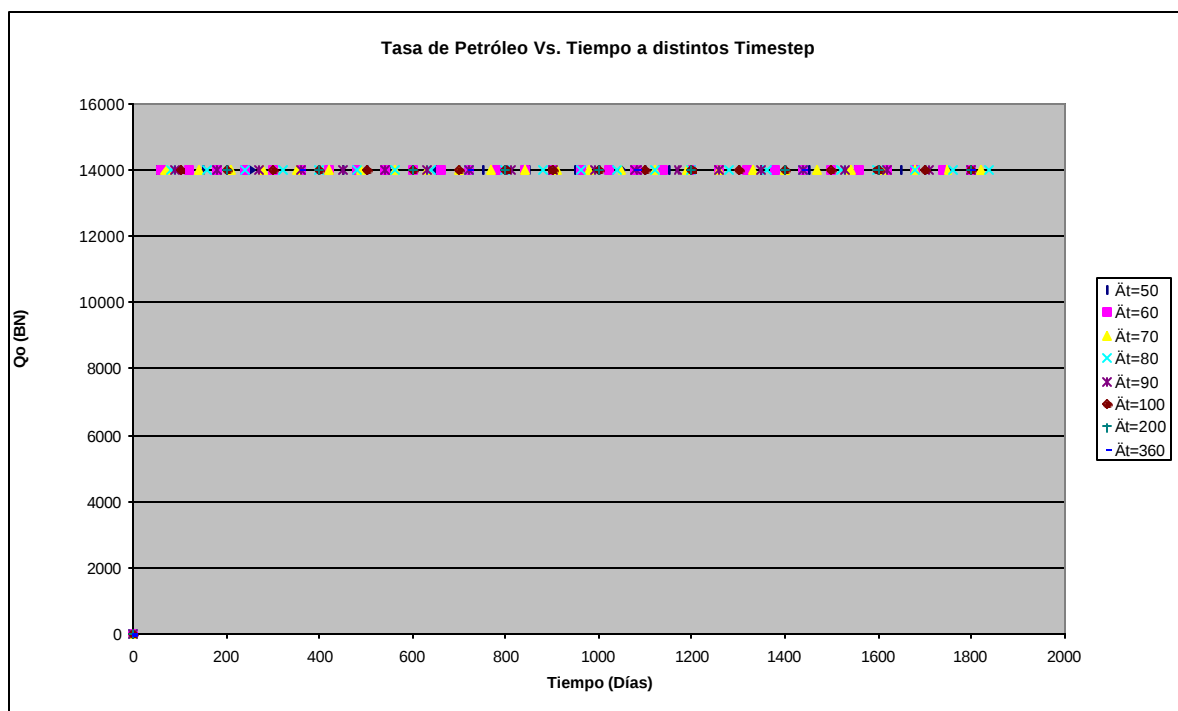


Figura N° 19. Tasa de petróleo a distintos Δt . Inyección de gas

1.1.2. Presión

1.1.2.1. Inyección de gas

En la figura N° 20 se nota que la respuesta de presión a distintos Δt es diferente para cada caso. Se puede observar que para un Δt de 360 días, la respuesta de presión es mayor y no corresponde con el resto de las tendencias, que, aunque no son iguales, su comportamiento es similar. Lo que hace suponer que tomar un Δt tan grande no garantiza un resultado confiable.

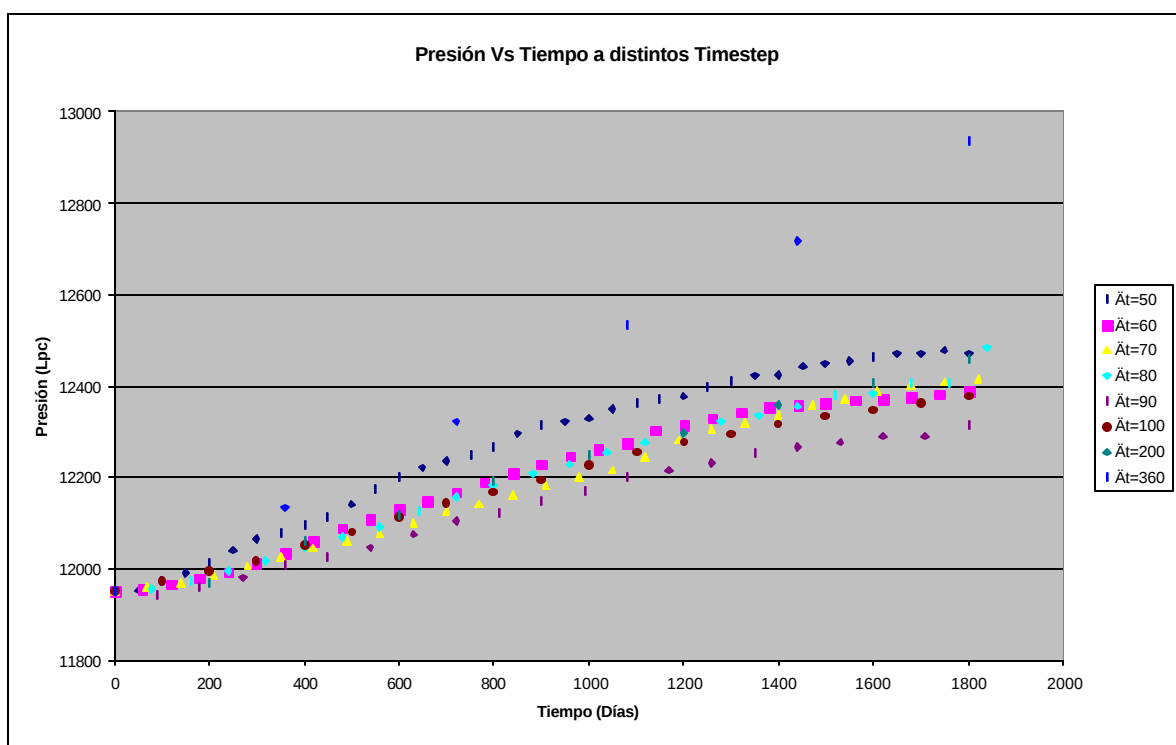


Figura N° 20. Comportamiento de presión a distintos Δt . Inyección de gas.

1.1.2.2. Inyección de agua.

En la figura N° 21 se observa, al igual que en el caso de inyección de gas, que el comportamiento de presión varía para cada caso. A medida que el Δt aumenta, la declinación de presión es mayor. Esto se debe, como se muestra en la figura N° 22, a que el corte de agua es mayor al incrementarse el Δt .

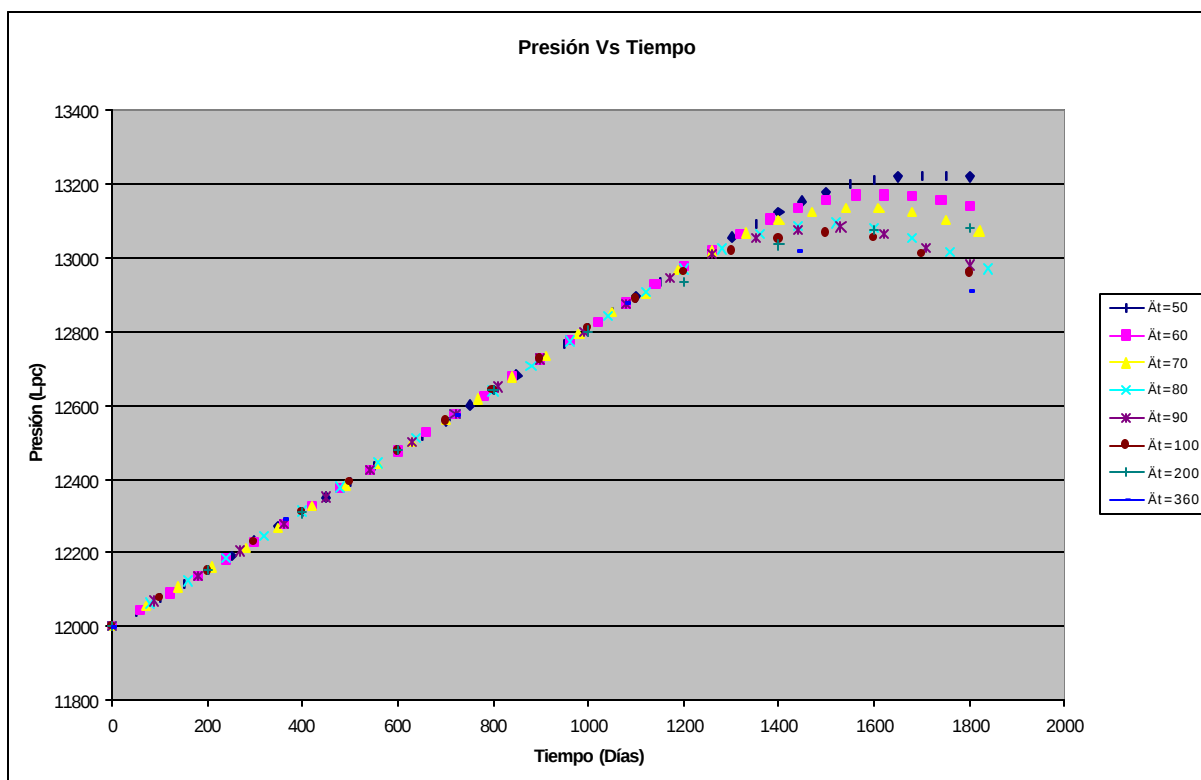


Figura N° 21. Comportamiento de presión a distintos Δt . Inyección de agua

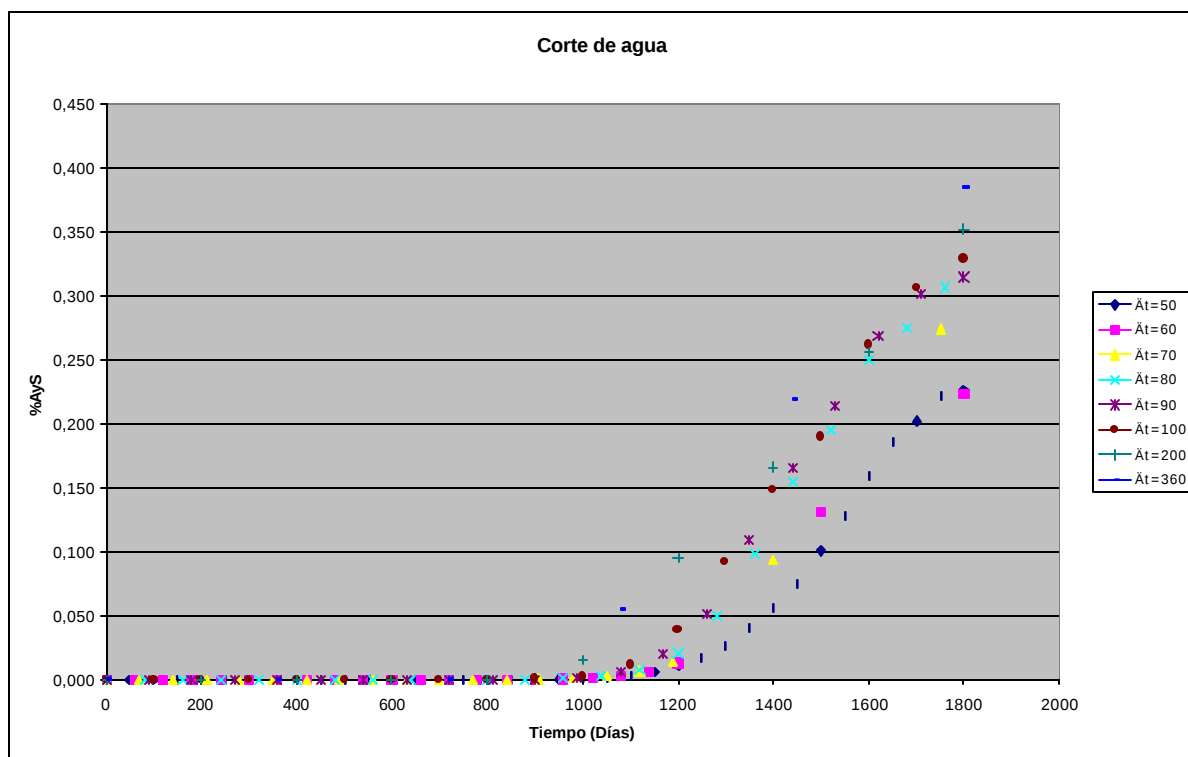


Figura N° 22. Comportamiento del corte de agua a distintos Δt

Para ambos casos, inyección de agua e inyección de gas, el comportamiento de la presión difiere para cada Δt . Cualitativamente se puede observar que para este modelo, el seleccionar un Δt muy grande, puede llevar a soluciones no satisfactorias.

1.1.3. Relación Gas-Petróleo (RGP)

En el modelo de inyección de agua, la relación gas-petróleo permanece constante, como se muestra en la figura N° 23. Este comportamiento es de esperarse debido a que es un yacimiento subsaturado, al cual se le aplica un programa de mantenimiento de presión. El comportamiento de este parámetro con respecto a la

sensibilidad realizada, es igual para todos los casos, en el intervalo de tiempo especificado.

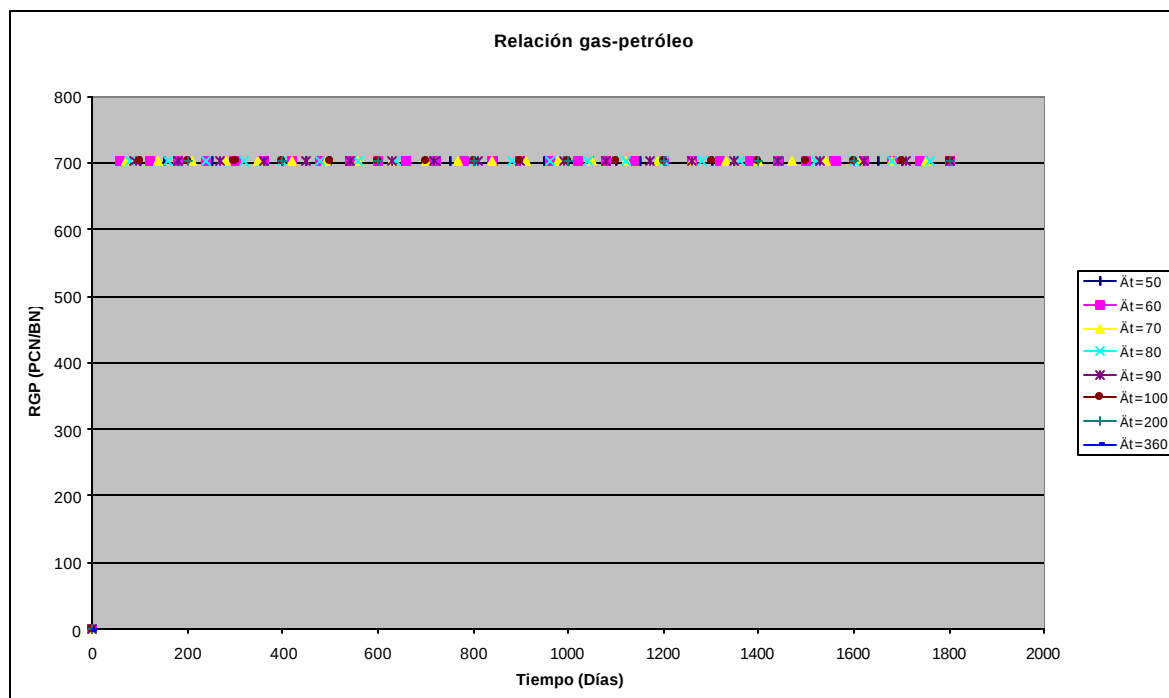


Figura N° 23. Comportamiento de la relación gas-petróleo a distintos Δt . Inyección de agua

En la figura N° 24 se muestra el comportamiento de la relación gas-petróleo para el caso de inyección de gas. En ella se observa que para los distintos Δt , el comportamiento es muy semejante, pero los tiempos de irrupción son menores a medida que el Δt es menor.

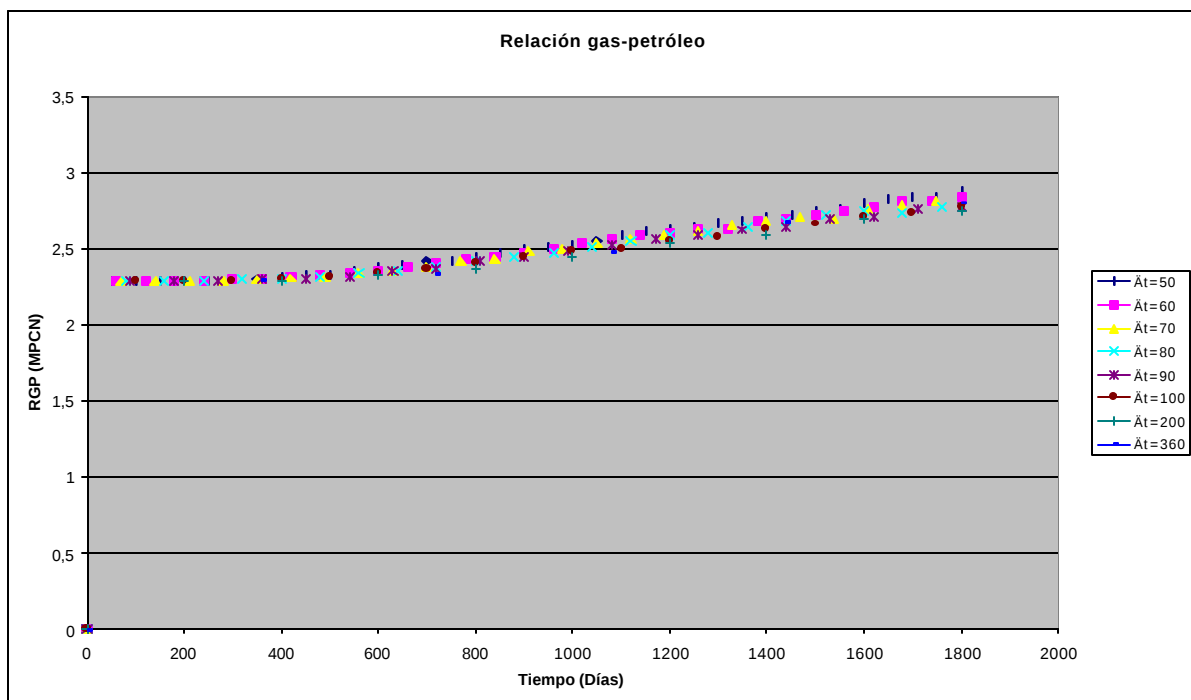


Figura N° 24. Comportamiento de la relación gas-petróleo a distintos Δt . Inyección de gas

1.1.4. Factor de Asignación de Pozos

Un aspecto importante del simulador de líneas de flujo es el factor de asignación de pozos (Well Allocation Factor WAF, según sus siglas en ingles), el cual, como se menciona en la sección 1.3 del capítulo 5, determina la influencia que puede tener un pozo inyector sobre los pozos productores. Las siguientes figuras muestran el WAF para los distintos Δt a 1800 días.

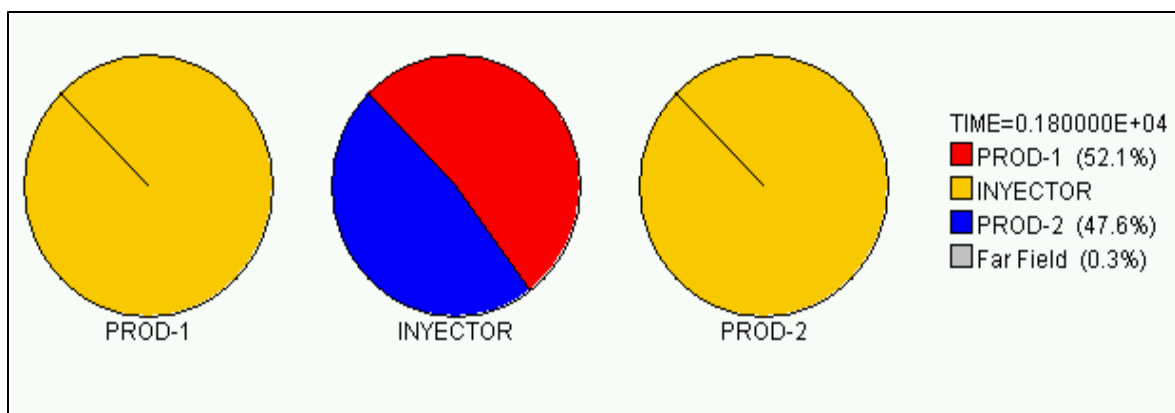


Figura Nº 25. Factor de Asignación de Pozos a 1800 días para un $\Delta t=50$ días

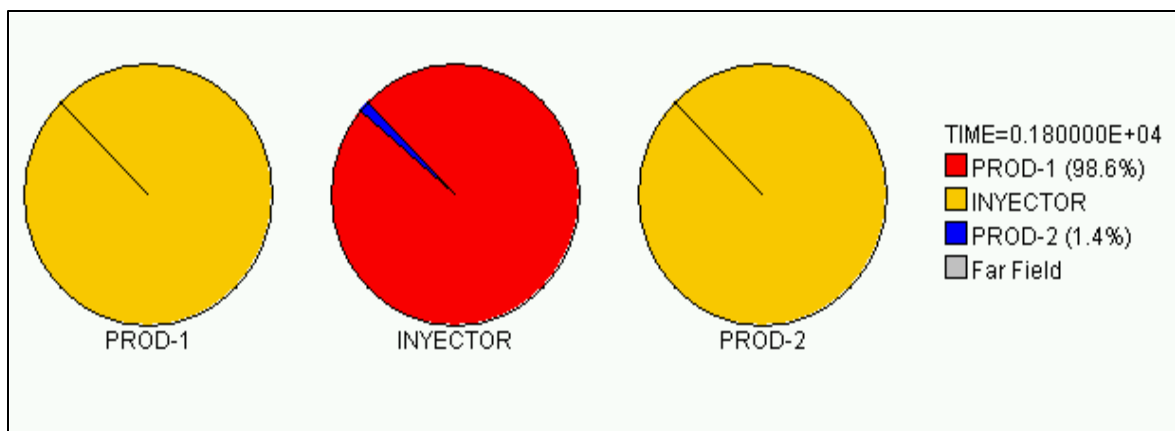


Figura Nº 26. Factor de Asignación de Pozos a 1800 días para un $\Delta t=60$ días

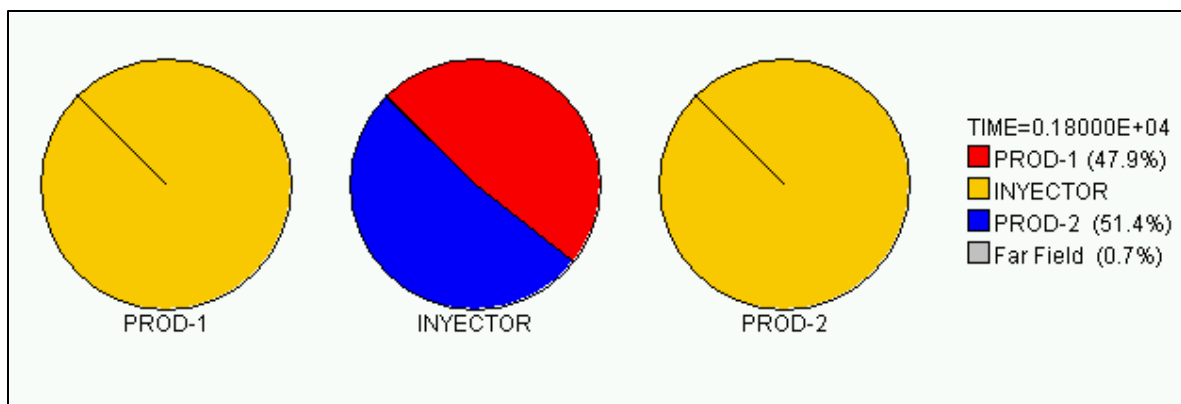


Figura N° 27. Factor de Asignación de Pozos a 1800 días para un $\Delta t=70$ días

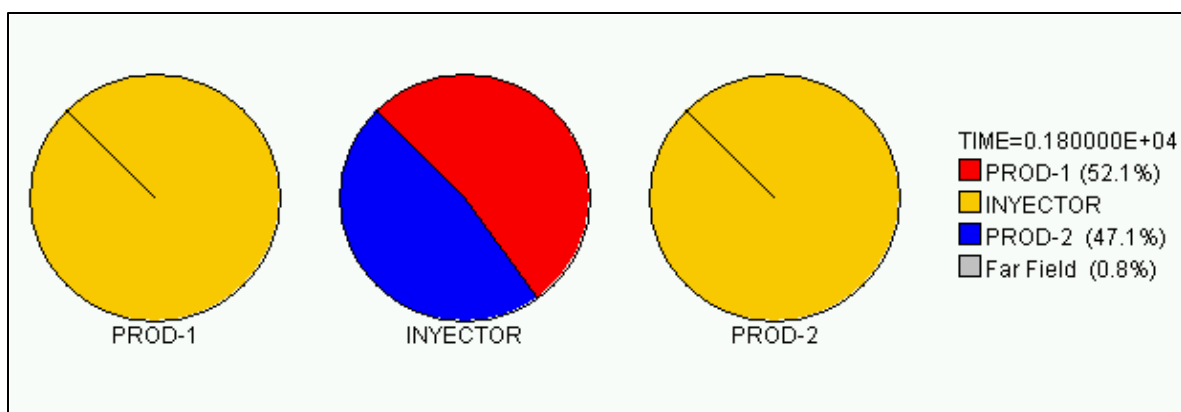


Figura N° 28. Factor de Asignación de Pozos a 1800 días para un $\Delta t=80$ días

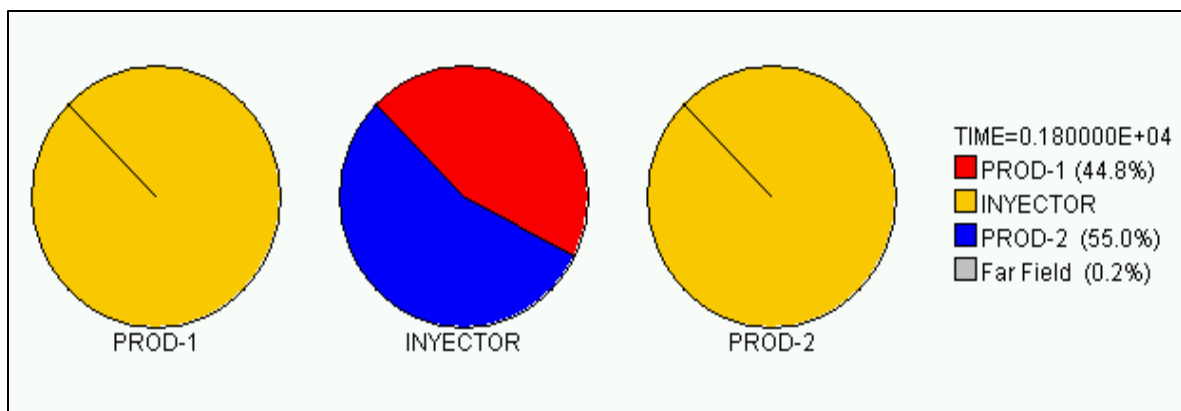


Figura N° 29. Factor de Asignación de Pozos a 1800 días para un $\Delta t=90$ días

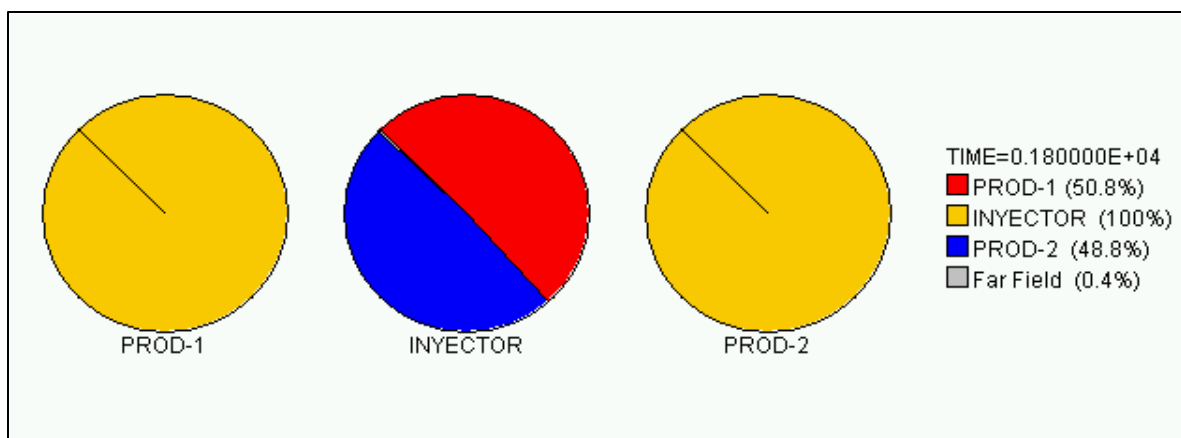


Figura N° 30. Factor de Asignación de Pozos (WAF) a 1800 días. $\Delta t=100$ días

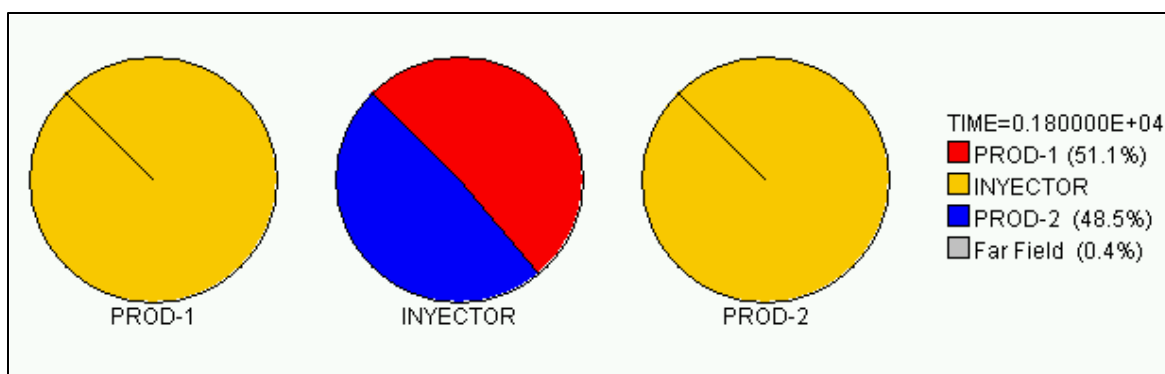


Figura Nº 31. Factor de Asignación de Pozos a 1800 días para un $\Delta t=200$ días

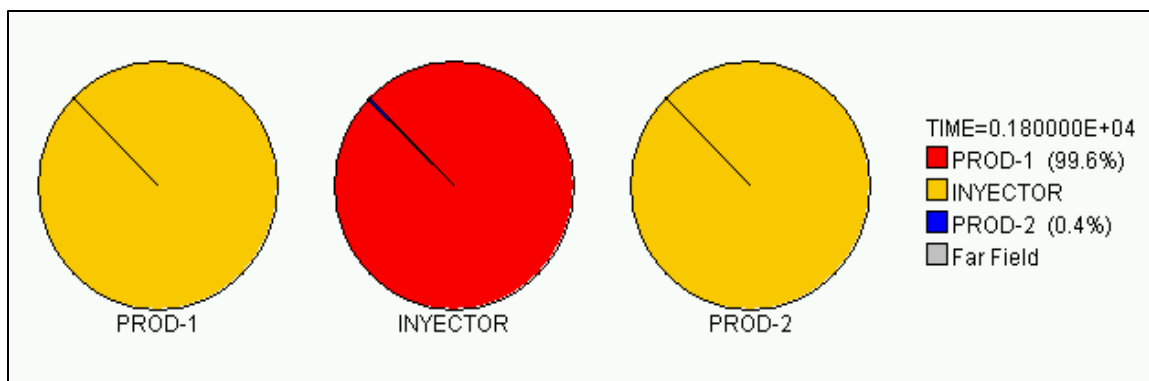


Figura Nº 32. Factor de Asignación de Pozos a 1800 días para un $\Delta t=360$ días

Se puede observar que para todos los Δt , en un tiempo de 1800 días, los pozos producen por la influencia del pozo inyector. Para el pozo inyector, se puede determinar el porcentaje del flujo de inyección total que esta aportando a los pozos productores. Se observa que el comportamiento es similar en todos los casos, excepto para $\Delta t=60$ y $\Delta t=360$.

El uso de este factor es una ventaja que tiene el simulador de líneas de flujo sobre el simulador convencional, ya que al permitir cuantificar el flujo de un pozo inyector a uno productor, el ingeniero de yacimientos puede tener una mejor idea para establecer la ubicación de nuevos pozos en un yacimiento.

Se han mostrado solo los resultados del modelo de inyección de gas, ya que este tiene dos pozos productores y uno inyector. En el caso del modelo de inyección de agua, solo existen dos pozos (uno inyector y otro productor), por lo que la influencia del inyector al productor es única.

1.1.5. Representación gráfica de las líneas de flujo.

El simulador 3DSL, esta asociado con un post-procesador (p3DSL), el cual permite obtener una representación gráfica de las líneas de flujo. En el apéndice A se muestran las representaciones de las líneas de flujo en un periodo de 1800 días, para los distintos intervalos de tiempo.

Las líneas de flujo, son trazadas a partir de una función de corriente **Y**, la cual es, teóricamente, una función derivable y diferenciable, por lo que la representación grafica no debe tener cambios tan abruptos de pendiente. Sin embargo, los cambios observados en algunas zonas de las líneas de flujo, se deben a la heterogeneidad del yacimiento.

La importancia de realizar estas sensibilidades, es determinar previamente el grado de incertidumbre con la variación del intervalo de tiempo, Δt . Es necesario determinar un intervalo de tiempo lo suficientemente grande que permita reducir el costo computacional, por consiguiente, disminuir el tiempo de simulación y que a la vez garantice la convergencia de la solución.

1.2. Simulación convencional versus líneas de flujo

El simulador de líneas de flujo 3DSL permite, como se mencionó anteriormente, modelar flujo compresible, es decir, puede simular al yacimiento desde su etapa primaria de producción. Por esta razón, se realizó el cotejo histórico del Bloque Oeste y del Bloque Este utilizando el simulador 3DSL y luego se hizo la comparación con el simulador Eclipse 100.

Una de las limitaciones del simulador de líneas de flujo, es que no considera la presión capilar, por esta razón, en el simulador Eclipse 100, no fue considerado este parámetro.

1.2.1. Bloque Oeste (Inyección de Agua)

Los datos de producción se cargaron desde el inicio de producción (febrero de 1998), por un periodo de 2 años y medio, a partir de los cuales se comienza el proceso de inyección (septiembre de 2000). Los datos históricos se cargaron hasta enero de 2001, a partir de este tiempo se da un periodo de 5 años, a manera de predicción, para observar el comportamiento de las respuestas dadas por los simuladores.

1.2.1.1. Producción de petróleo

La tasa de petróleo fue el parámetro de control que se aplicó a la simulación, en la figura N° 33, se muestra que ambos simuladores reproducen exactamente los datos históricos. Se observa que la tasa de petróleo declina en primer lugar para Eclipse 100, pero de igual manera las respuestas tienden a converger a medida que transcurre el tiempo. En la figura N° 34 se observa que la respuesta dada por ambos simuladores es prácticamente igual, el cambio que se observa se debe a la caída de la tasa de petróleo.

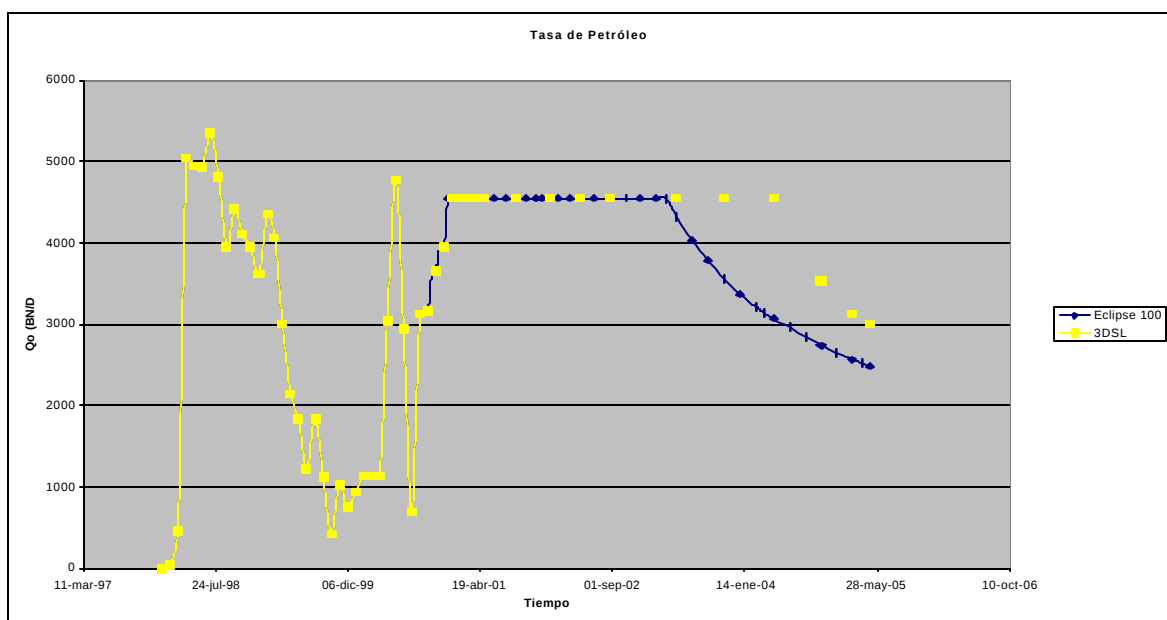


Figura N° 33. Tasa de petróleo vs. tiempo. **Bloque Oeste**

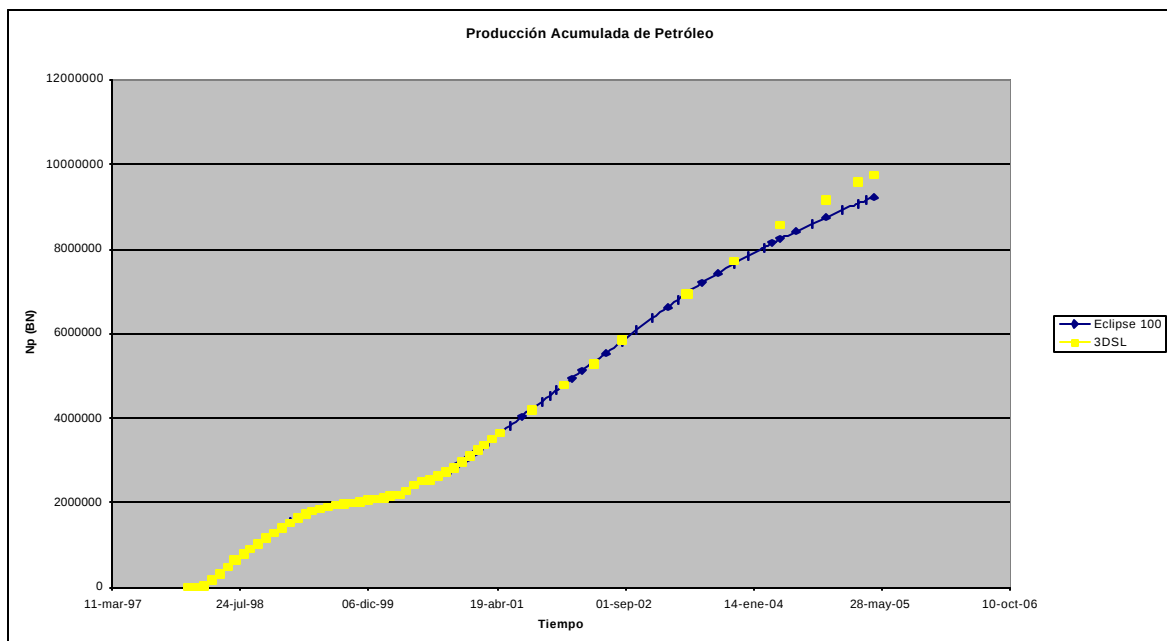


Figura N° 34. Producción acumulada de petróleo vs. tiempo. **Bloque Oeste**

1.2.1.2. Presión

Para el cotejo histórico de la presión, se alimento al simulador con mediciones de presiones estáticas, realizadas en el pozo productor. Al ser un yacimiento nuevo, se hace difícil el realizar un cotejo histórico satisfactorio, debido a que no se sabe con exactitud como se comporta el yacimiento. Sin embargo, en la figura N° 35, se observa que antes de iniciar la inyección se obtiene una buena representación dada por ambos simuladores. Luego de iniciada la inyección (Septiembre de 2000), los simuladores no son capaces de reproducir el comportamiento de la presión, tomando en cuenta que solo se tiene una sola medición de presión. Habría que esperar un poco más de tiempo, para tener más datos históricos y así realizar un cotejo histórico representativo.

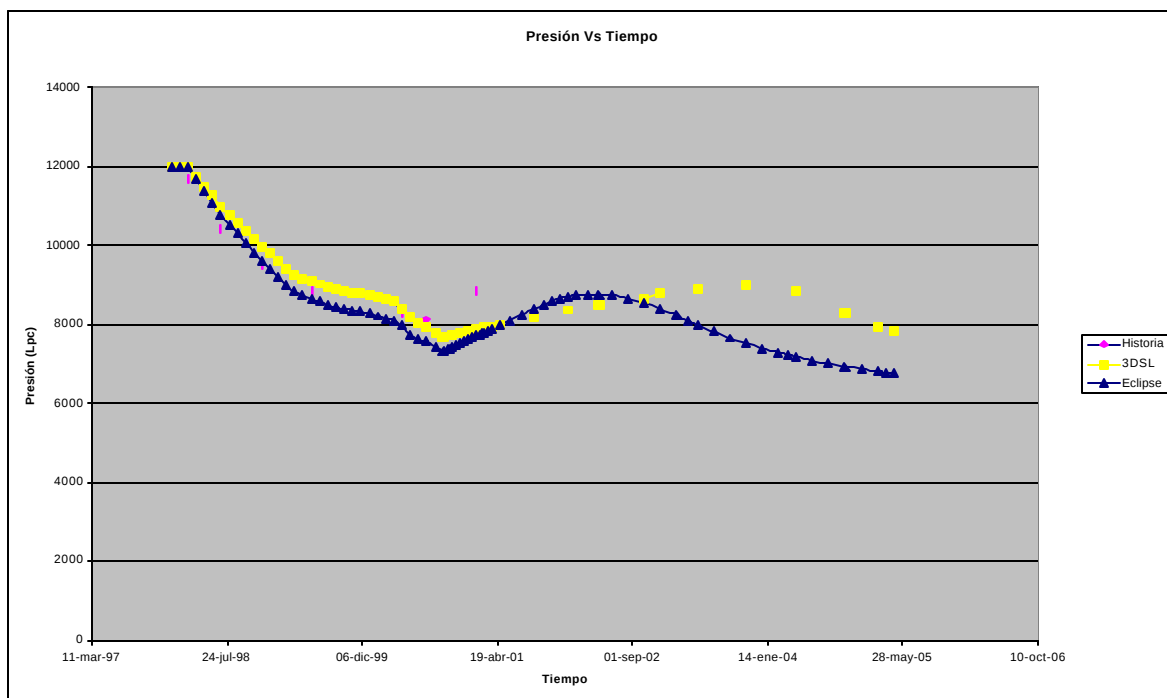


Figura N° 35. Presión vs. tiempo. **Bloque Oeste**

Al observar el comportamiento de las respuestas dada se observa que ocurre un declinamiento de la presión en primer termino para Eclipse 100, lo que explica el comportamiento de la declinación de la tasa de petróleo. Se observa que las curvas tienden a converger con el paso del tiempo.

1.2.1.3. Tasa de gas

Se puede observar en la figura N° 36 que se obtiene una buena representación de la tasa de gas. Este parámetro generalmente es difícil de cotejar debido a la incertidumbre que se puede tener con respecto a la medición del mismo. Ambos simuladores representan de igual manera los datos suministrados. Al ser un yacimiento subsaturado que no pasa la presión de burbujeo, el gas producido, será equivalente al gas en solución.

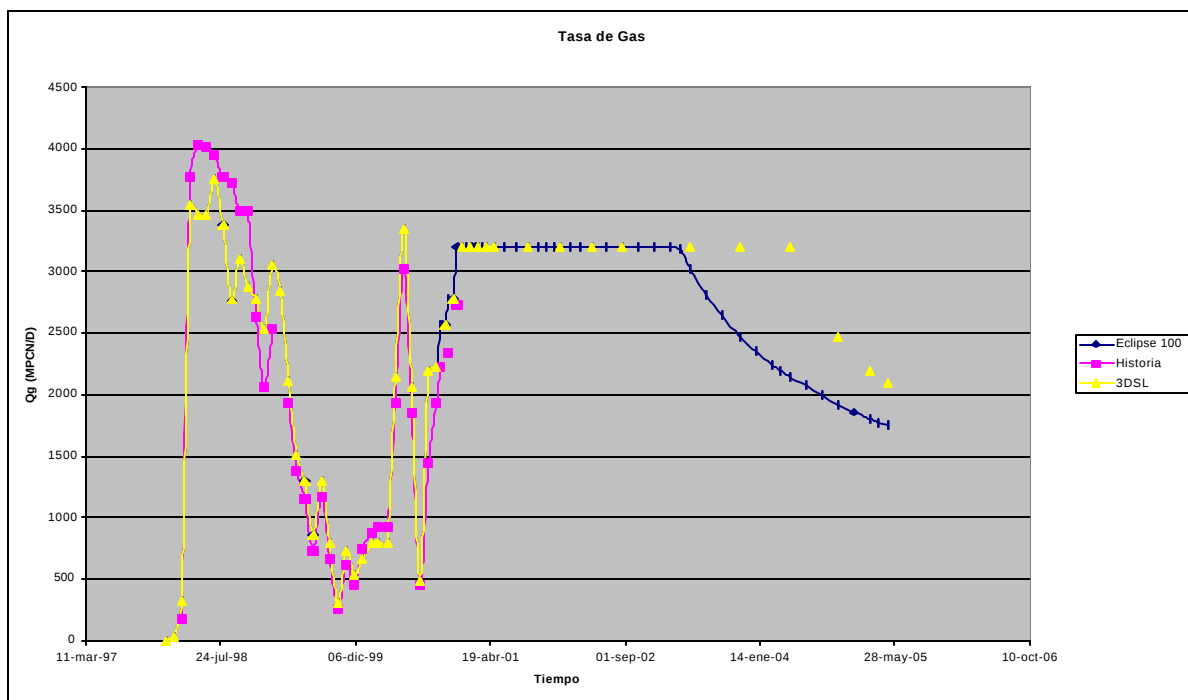


Figura N° 36. Tasa de gas vs. tiempo. **Bloque Oeste**

La tasa de gas decae primero para Eclipse 100, este comportamiento es el esperado debido al hecho de que al caer primero la presión, cae la tasa de petróleo y por consiguiente cae la producción de gas.

1.2.1.4. Corte de Agua

Debido al hecho de que el yacimiento es relativamente "nuevo", no se sabe con exactitud el tiempo de irrupción para el proceso de desplazamiento con agua, por esta razón no se tienen datos históricos, por lo que en la figura N° 37 sólo se muestran los resultados obtenidos con ambos simuladores. Se observa que el corte de agua obtenido del simulador Eclipse 100 es ligeramente mayor y el tiempo de irrupción es menor por lo que la declinación de la tasas y de la presión ocurre primero en Eclipse.

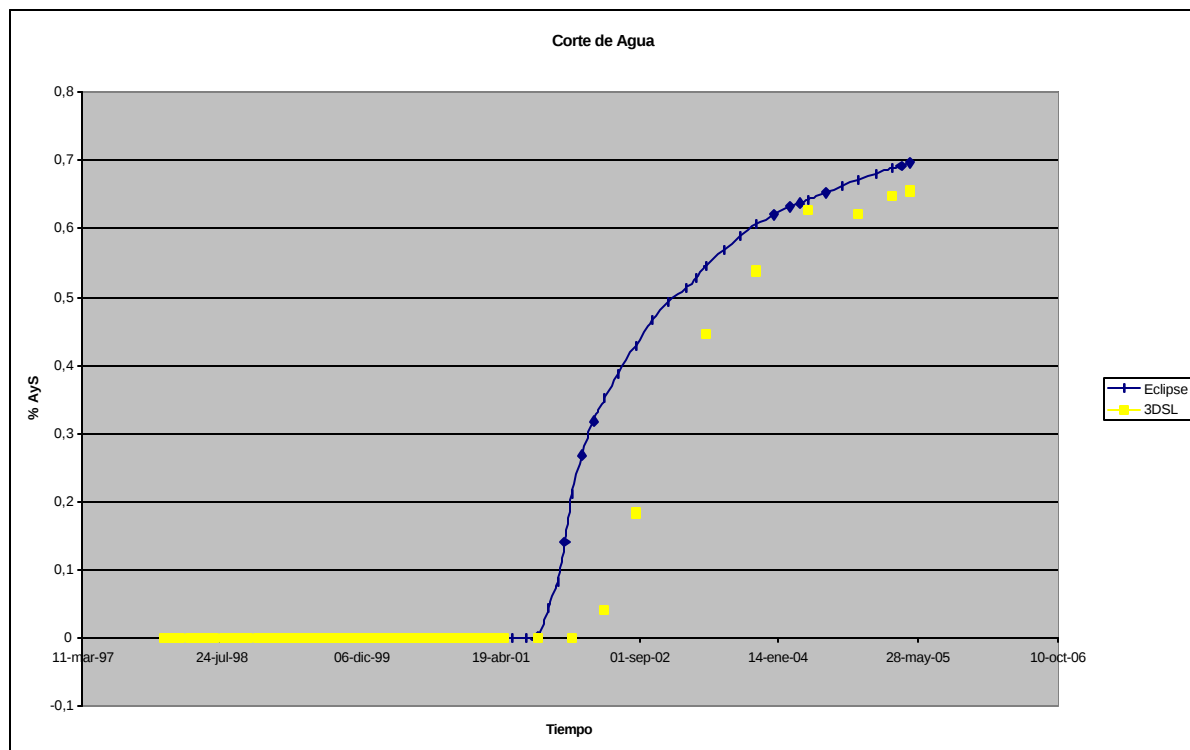


Figura N° 37. Corte de agua vs. tiempo. **Bloque Oeste**

El hecho de que en simulador de líneas de flujo ocurra la irrupción en primer término, se puede deber al hecho de que los fluidos son movidos con una formulación distinta a la usada por el simulador convencional, en la cual, los fluidos son movidos a través de un sistema unidimensional.

1.2.2 Bloque Este (Inyección de Gas)

Esta prueba se pudo realizar con el simulador de líneas de flujo, pero al momento de realizarla con el simulador convencional, dio mensajes de error, más específicamente el simulador no corría debido a compresibilidades negativas. Este mensaje no fue mostrado por el simulador de líneas de flujo, quedando en evidencia una desventaja del mismo. Por lo que para este caso no hay ningún tipo

de comparación debido a que no se pudo obtener una respuesta del simulador convencional.

1.3. Refinamiento

Las representaciones de las heterogeneidades más detalladas que existen en la ingeniería de yacimientos, son las realizaciones de fina escala. El modelaje estocástico proporciona múltiples equiprobables modelos de yacimientos. Evaluar estos modelos resulta muy tedioso en los simuladores convencionales, debido a que el tiempo de simulación se incrementa dramáticamente a medida que se incrementa el número de celdas. Esto se pudo demostrar con los refinamientos realizados.

En la figura N° 38 se observa, para el simulador Eclipse 100, que a medida que aumenta el número de celdas hay un crecimiento de forma exponencial en el tiempo de simulación. Mientras que para el simulador 3DSL, se observa un crecimiento lineal en el tiempo de simulación a medida que el modelo es de mayor tamaño.

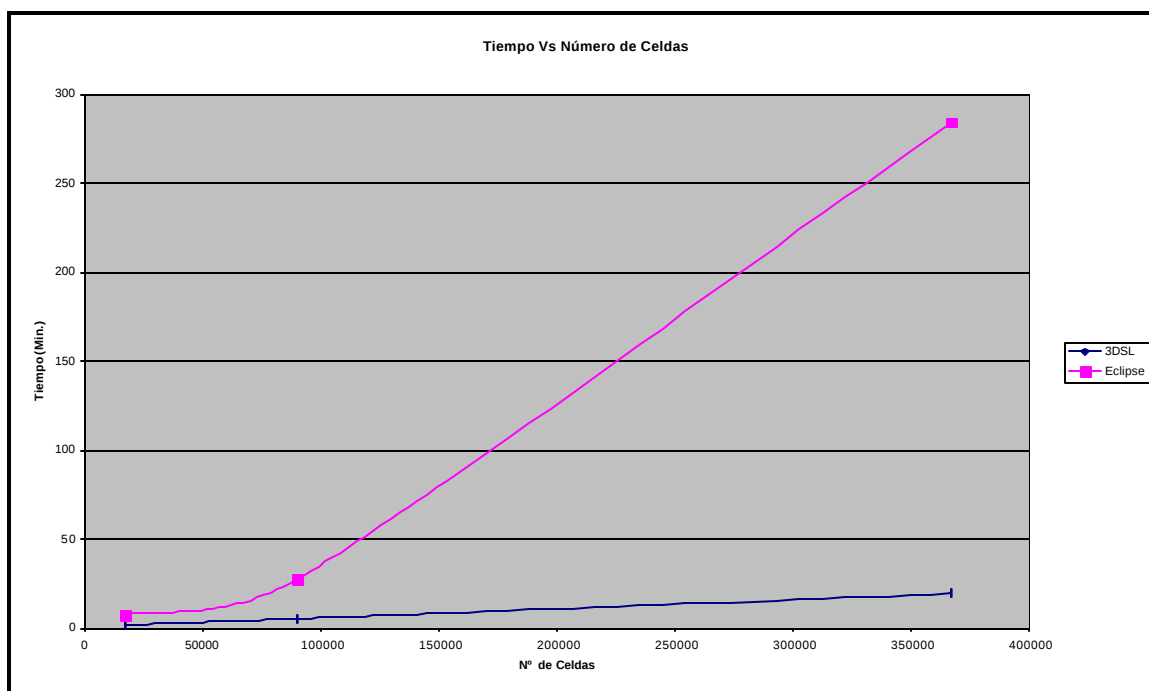


Figura N° 38. Tiempo de corrida vs. Número de celdas

A medida que la compresibilidad es el factor dominante en un determinado proceso de simulación, el simulador de líneas de flujo requerirá mayores soluciones de presión, y en consecuencia tiende a comportarse de la misma forma que los simuladores convencionales, sin embargo, al ser el modelo de mayor tamaño, se tiene una mayor ventaja, en tiempo, sobre los simuladores convencionales.

1.4 Ventajas y limitaciones del simulador de líneas de flujo

En general, las ventajas y las limitaciones del método de líneas de flujo en comparación con la simulación convencional se resumen en la tabla N° 3, que se muestra a continuación:

Ventajas	Limitaciones
.- Permite visualizar el movimiento de los fluidos en el medio poroso. .- Es una excelente herramienta para realizar pruebas de trazadores. .- Puede ayudar en la optimización de la ubicación de nuevos pozos. .- Puede ser utilizado como herramienta de chequeo para evaluar varias hipótesis en un modelo de simulación. .- El tiempo de las corridas varía linealmente con el tamaño del modelo de simulación.	.- Cuando la compresibilidad es la fuerza dominante, el simulador de líneas de flujo se comporta similarmente a los simuladores convencionales, en lo que al tiempo de las corridas se refiere. .- No considera efectos de presión capilar. .- La formulación del modelo compresible, considera la compresibilidad constante por encima de la presión de burbujeo. .- El simulador de líneas de flujo es menos estricto que los simuladores convencionales con la revisión de los datos de entrada.

Tabla N° 3. Ventajas y limitaciones del simulador de líneas de flujo.

CONCLUSIONES

- La simulación con líneas de flujo es un complemento para la simulación convencional.
- Una mejora del método de líneas de flujo sobre la simulación convencional, es que permite visualizar el movimiento de los fluidos a través del medio poroso.
- El simulador de líneas de flujo puede ayudar a la simulación convencional en el desarrollo de un cotejo histórico “rápido” en el tipo de yacimiento con el que se desarrolló el estudio.
- EL simulador de líneas de flujo puede ser de gran utilidad para la optimización de la ubicación de nuevos pozos en un yacimiento con el uso del factor de asignación de pozos (WAF).
- La linealidad que presenta el simulador de líneas de flujo en el tiempo de la corrida con respecto al número de celdas, representa una considerable mejora sobre los simuladores convencionales en lo que respecta a cómo se realizan los cálculos.
- Los simuladores convencionales siguen siendo la herramienta más confiable para la caracterización dinámica de yacimientos.

RECOMENDACIONES

- Es necesario extender el estudio a yacimientos no volumétricos y/o con capa de gas inicial.
- Realizar estudios sobre la evaluación de modelos geoestadísticos a partir del uso de simuladores de líneas de flujo.
- No aplicar simulación con líneas de flujo en casos donde la presión capilar sea factor determinante.

BIBLIOGRAFÍA

1. PARRA, Juan Jones. "Elementos de Ingeniería de Yacimientos", 1994.
2. CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. F. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Editorial TECNOS, Madrid, 1968.
3. PARIS, Magdalena. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Ediciones Astro Data, Maracaibo, 2001.
4. ESSENFELD, M.; BARBERII, E. "Yacimientos de Hidrocarburos". FONCIED, Caracas, 2001.
5. RAMONEZ, M. y VACA P. "Simulación de Yacimientos, Módulo 1: Bases Teóricas". PDVSA, CIED, 1995.
6. DELGADO, Denys. "Factibilidad de uso de Pozos Multilaterales en Áreas Piloto del yacimiento Lagunillas Inferior del Área LL-07". Trabajo Especial de Grado. UCV. Escuela de Petróleo, octubre 2001.
7. HENRY, Pino. "Guía Ingeniería de Yacimientos II". Caracas 1998.
8. GONZÁLEZ, Laureano. "Simulación Numérica Conceptual del Empuje de Vapor y Gas (SAGP) para la Optimización del Esquema de Producción de Yacimientos de Crudos Pesados". Trabajo Especial de Grado. UCV. Escuela de Petróleo, Abril 2002.

9. BATYCKY, R.P., BLUNT, M.J., and Thiele, M.R.: " A 3D Multi-Phase Streamline Simulator with Gravity and Changing Well Conditions," (SPE 36726) Septiembre 1996.
10. BATYCKY, R.P., THIELE, M. R., and BLUNT, M. J.: "A Streamline Simulator to Model Field Scale Three-Dimensional Flow," *Proceedings of the 1996 5th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Leoben, Austria (Septiembre 1996).
11. BLUNT, M. J., LIU, K., and THIELE, M. R.: "A Generalized Streamline Method to Predict Reservoir Flow", *Petroleum Geosciences* (Agosto 1996) 2, 259-269.
12. BRATVEDT, F., GIMSE, T., and TEGNANDER, C.: "Streamline Computations for Porous Media Flow Including Gravity", *Transport in Porous Media* (Octubre 1996) 25, 107-116.
13. DATTA-GUPTA, A. and KING, M. J.: " A Semianalytic Approach to tracer Flow Modeling in Heterogeneous Permeable Media," *Advances in Water Resources* (1995), 18, Pg. 9.
14. DATTA-GUPTA, A., KULKARNI, K. N., YOON, S.S. and VASCO, D. W., "Streamlines, ray tracing and production tomography: Generalization to compressible flow", *Petroleum Geoscience* (2000).
15. LEBLANC, J. L., and CAUDLE, B.H.: "A Streamline Model For Secondary Recovery", *SPEJ* (Marzo 1971) 7-12.

16. PEDDIBHOTLA, S., CUBILLOS, H. G., DATTA-GUPTA, A., and WU, C. H.: "Rapid Simulation of Multiphase Flow Through Fine-Scale Geostatistical Realizations Using a New, 3D, Streamline Model: A Field Example," SPE 36008, *Proceedings of the 11th SPE Petroleum Computer Conference*, Dallas (Junio 1996).
17. POLLOCK, D. W.: "Semianalytical Computation of Path Lines for Finite-Difference Models", *Ground Water* (Noviembre-Diciembre 1988) 26, No. 6, 743-750.
18. THIELE, M. R., BATYCKY, R.P., BLUNT, M. J., and ORR, F. M.: "Simulating Flow in Heterogeneous Media Using Streamtubes and Streamlines," *SPE* (Febrero 1996), 10, No. 1, Pg. 5.
19. LOLOMARI, T., BRATVEDT, K., CRANE, M., MILLIKEN, W. J.: "The Use of Streamline Simulation in Reservoir Management: Methodology and Case Studies". (SPE 63157) Octubre 2000.
20. MILLIKEN, W. J., EMANUEL, A. S., CHAKRAVARTY, A.: "Applications of 3D Streamline Simulation to Assist History Matching". (SPE 63155) Octubre 2000.
21. GRINESTAFF, G. H.: "Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation". (SPE 54616) Mayo 1999.
22. IDROBO, E., CHOUDHARY, M., DATTA-GUPTA, A.: "Swept Volume Calculations and Ranking of Geostatistical Reservoir Models Using Streamline Simulation". (SPE 62557) Junio 2000.

APÉNDICE

Representación gráfica de las líneas de flujo.