

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS NATURALES EN EL MODELO
DINÁMICO DEL YACIMIENTO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA
COMPOSICIONAL**

PABLO EMILIO HENRÍQUEZ RIVADENEIRA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS NATURALES EN EL MODELO
DINÁMICO DEL YACIMIENTO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA
COMPOSICIONAL**

PABLO EMILIO HENRÍQUEZ RIVADENEIRA

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

**Msc. NICOLAS SANTOS SANTOS
Ingeniero de Petróleos**

Co-Director

**WILLIAM NAVARRO GARCÍA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

*Con mucho cariño para mi madre, mi padre, mi abuela, mis hermanas y mi novia
Por ser ellos mi más grande motivación y por estar siempre presente
En todos los momentos de alegría y tristeza de mi vida.*

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Gracias a Dios por ayudarme en todos los momentos que más lo necesitaba y por permitirme estar aquí en este momento.

Gracias a mis padres por todos los esfuerzos realizados para que uno de mis más grades sueños se hiciera realidad.

Gracias a todos mis familiares y amigos que siempre me creyeron capas de superar los retos que me propuse en la vida.

Gracias a mi Director MsC. Nicolás Santos por permitirme trabajar en su grupo de investigación.

Gracias a mi Co-director Ing. William Navarro por toda la accesoria prestada para que este trabajo de grado saliera adelante.

Gracias al profesor MsC. Samuel Fernando Muñoz por darme la oportunidad de trabajar en su grupo de investigación y por toda la orientación prestada como maestro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y DE INGENIERÍA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	3
1.1. CONCEPTOS GEOLÓGICOS BÁSICOS PARA EL ESTUDIO DE LOS YNF	4
1.1.1. Fracturas naturales	4
1.1.2. Apertura	5
1.1.3. Espaciamiento	5
1.1.4. Longitud	5
1.1.5. Intensidad de fracturamiento	5
1.1.6. Macrofacturas	5
1.1.7. Microfacturas	5
1.1.8. Fallas	6
1.1.9. Pliegues	6
1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA	6
1.2.1 Porosidad.	6
1.2.2 Permeabilidad.	9
1.2.3 Fuentes de Información para la Obtención de los Propiedades de las Fracturas.	11
1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YNF	15
1.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS YNF	16
1.4.1 Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad.	17
1.4.2 Mecanismos de Producción en YNF	19

1.4.3 Ecuaciones de Flujo.	22
1.4.4 Factor de Forma, σ .	24
1.4.5 Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares en el Sistema de Fracturas.	30
2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	35
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS	35
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	36
2.3 REGIONES DE SATURACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	38
2.4 SIMULACIÓN DE FLUIDOS COMPOSICIONALES	39
3. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GAS	41
3.1 INYECCIÓN DE GAS INTERNA O DISPERSA	42
3.1.1 Características	43
3.1.2 Ventajas	43
3.1.3 Desventajas	43
3.2 INYECCIÓN DE GAS EXTERNA	44
3.2.1 Características	45
3.2.2 Ventajas	45
3.2.3 Desventajas	45
4. GENERALIDADES DEL CAMPO BAJO ESTUDIO	46
4.1 INFORMACIÓN ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO	47
4.2 SISTEMA DE HIDROCARBUROS	48
4.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE FRACTURAS	49
5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN	50
5.1 DIMENSIONES Y PROPIEDADES DEL ENMALLADO	51

5.2 ECUACIÓN DE ESTADO Y CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	52
5.3 ESTADO INICIAL DEL YACIMIENTO “INICIALIZACIÓN”.	56
5.4 ESTADO MECÁNICO E HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS.	58
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	66
6.1 MODELO HOMOGÉNEO.	67
6.1.1 Caso Base.	67
6.1.2 Pozos adyacentes.	75
6.1.3 Canales de Permeabilidad.	77
6.1.4 Permeabilidad Absoluta.	80
6.1.5 Permeabilidades Relativas.	82
6.1.6 Saturación de agua connata.	84
6.2 MODELO HETEROGÉNEO.	88
6.2.1 Configuraciones de fracturas	88
6.2.2 Permeabilidad de la fractura.	91
6.2.3 Factor sigma, σ .	92
6.2.4 Porosidad de la fractura.	92
6.2.5 Permeabilidades relativas en las fracturas.	95
7. CONCLUSIONES	98
8. RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	101

LISTA DE TABLAS

	PAG
Tabla 1. Valores de porosidad para cada tipo de empaquetamiento	7
Tabla 2. Modelos geológicos para sistemas fracturados.	8
Tabla 3. Ecuaciones para el cálculo de permeabilidad en el sistema de fracturas para cada modelo geológico.	10
Tabla 4. Valores del σL^2 según diferentes autores.	29
Tabla 5. Valores de presión capilar de la fractura adimensional.	33
Tabla 6. Número de estratos de cada formación y sus respectivos valores de Z en el modelo.	52
Tabla 7. Valores promedios de las propiedades petrofísicas para cada formación.	52
Tabla 8. Composición para cada pseudo-componente a una profundidad de 13.456 pies.	53
Tabla 9. Presiones promedio obtenidas de pruebas de presión.	56
Tabla 10. Condiciones de operación del separador.	58
Tabla 11. Propiedades iniciales de las fracturas "Configuraciones de fracturas".	89

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1. Fuentes para la obtención de datos de fracturas	14
Figura 2. Clasificación de los YNF según la capacidad de almacenamiento del sistema matriz-fractura.	15
Figura 3. Ilustración esquemática de los modelos de Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad en una dimensión.	18
Figura 4. Procesos de desplazamiento típicos en yacimientos fracturados.	21
Figura 5. Celda de simulación en sistemas de Doble Porosidad según Warren & Root.	26
Figura 6. Representación de la celda de simulación en sistemas de Doble Permeabilidad según Duguid & Lee.	28
Figura 7. Curvas de permeabilidades relativas para diferentes valores de altura adimensional, H_D .	32
Figura 8. Diagrama de fases para una mezcla de hidrocarburos describiendo la trayectoria de la presión en yacimientos de gas condensado.	37
Figura 9. Representación esquemática de las regiones de saturación de condensados.	38
Figura 10. Inyección de gas interna.	42
Figura 11. Inyección de gas externa.	44
Figura 12. Mapa del campo bajo estudio.	46
Figura 13. Sección estructural detallada del campo	47
Figura 14. Enmallado utilizado en el modelo.	51
Figura 15. Curvas de permeabilidades relativas.	54
Figura 16. Historia de presiones promedio obtenidas de pruebas de presión.	57
Figura 17. Producción histórica de gas ProdA.	59

Figura 18. Producción histórica de aceite ProdA.	60
Figura 19. Relación gas-aceite producido GOR ProdA.	60
Figura 20. Tasa de inyección de gas InjeA.	61
Figura 21. Producción histórica de gas ProdB.	61
Figura 22. Producción histórica de aceite ProdB.	62
Figura 23. Producción histórica de agua ProdB.	62
Figura 24. Relación gas-aceite producido GOR ProdB.	63
Figura 25. Producción histórica de gas ProdB.	63
Figura 26. Producción histórica de aceite ProdB.	64
Figura 27. Producción histórica de agua ProdB.	64
Figura 28. Relación gas-aceite producido GOR ProdB.	65
Figura 29. Relación gas-aceite producido GOR ProdB.	66
Figura 30. Presión promedio “Caso Base”.	68
Figura 31. Distribución del gas inyectado “Caso Base”.	69
Figura 32. GOR ProdA “Caso Base”.	71
Figura 33. GOR ProdB “Caso Base”.	71
Figura 34. GOR ProdB “Caso Base”.	72
Figura 35. Producción de aceite ProdA “Caso Base”.	72
Figura 36. Producción de aceite ProdB “Caso Base”.	73
Figura 37. Producción de aceite ProdB “Caso Base”.	73
Figura 38. Producción de agua ProdB “Caso Base”.	74
Figura 39. Producción de agua ProdB “Caso Base”.	74
Figura 40. Ubicación de los pozos adyacentes.	75
Figura 41. Presión “Pozos adyacentes”.	76

Figura 42. GOR ProdB “Pozos adyacentes”.	76
Figura 43. GOR ProdB “Pozos adyacentes”.	77
Figura 44. Configuracion1. “Canales de permeabilidad”.	78
Figura 45. Configuracion2. “Canales de permeabilidad”.	78
Figura 46. Configuracion3. “Canales de permeabilidad”.	79
Figura 47. GOR. ProdB. Configuraciones 1-3. “Canales de permeabilidad”.	79
Figura 48. GOR. ProdB. Configuraciones 1-3. “Canales de permeabilidad”.	80
Figura 49. GOR. ProdB. “Permeabilidad Absoluta”.	81
Figura 50. GOR. ProdB. “Permeabilidad Absoluta”.	81
Figura 51. Sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas w-o.	83
Figura 52. Sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas g-o.	83
Figura 53. Saturación promedio de gas y aceite.	83
Figura 54. GOR. ProdB “Saturación de agua connata”.	85
Figura 55. GOR. ProdB “Saturación de agua connata”.	86
Figura 56. Producción de agua. ProdB “Saturación de agua connata”.	86
Figura 57. Producción de agua. ProdB “Saturación de agua connata”.	87
Figura 58. Presión promedio. “Saturación de agua connata”.	87
Figura 59. GOR. ProdB. “Configuraciones de fracturas”.	90
Figura 60. GOR. ProdB. “Configuraciones de fracturas”.	90
Figura 61. GOR. ProdB. “Permeabilidad de las fracturas”.	91
Figura 62. GOR. ProdB. “Permeabilidad de las fracturas”.	92
Figura 63. GOR. ProdB. “Porosidad de las fracturas”.	93
Figura 64. GOR. ProdB. “Porosidad de las fracturas”.	94
Figura 65. GOR. ProdB. “Porosidad 0,01 vs Histórico”.	94

Figura 66. GOR. ProdC. "Porosidad 0,01 vs Histórico".	95
Figura 67. Sensibilidad en las curvas de permeabilidades relativas w-o de las fracturas.	96
Figura 68. Sensibilidad en las curvas de permeabilidades relativas g-o de las fracturas.	96
Figura 69. Curvas de permeabilidades relativas de la fractura en línea recta.	97

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS FRACTURAS NATURALES EN EL MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA COMPOSICIONAL.*

AUTOR: PABLO EMILIO HENRÍQUEZ RIVADENEIRA.**

PALABRAS CLAVES: Simulación, YNF, Composicional, Fracturas, Yacimientos, Gas, Condesado.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo se analiza los efectos producidos por las fracturas naturales en la historia de producción de los pozos del área central de una de las más grandes acumulaciones de hidrocarburos encontradas en los últimos años en Colombia. Este es un yacimiento de gas condensado rico que contiene una amplia red de fracturas naturales que provocan la irrupción temprana del gas inyectado en los pozos productores.

La información del sistema de fracturas naturales en el campo ha sido obtenida de un amplio rango de fuentes, las cuales incluyen corazones, registros UBI (Ultrasonic Borehole Imaging), pruebas de registros de producción (PLT), campos y afloramientos análogos, historia de perforación (perdida del lodo de perforación), modelos geomecánicos, pruebas de reconstrucción de presión e interferencia (miden la anisotropía a gran escala) y datos dinámicos tales como trazadores de gas y la relación gas aceite producido (GOR).

El estudio se realiza utilizando como herramienta el simulador de fluidos composicionales Eclipse300 y parte con una breve descripción de los parámetros más importantes que caracterizan los Yacimientos Naturalmente Fracturados, la simulación de fluidos composicionales y la inyección de gas para el mantenimiento de presión. Posteriormente, se compara y analiza los resultados obtenidos de la sensibilidad de parámetros realizada al modelo homogéneo (sin fracturas) y al modelo heterogéneo (con fracturas) con la historia de producción real de los pozos de interés. Finalmente, los resultados obtenidos en este trabajo demuestran que las propiedades de las fracturas como porosidad, permeabilidad, distribución areal y orientación, representan un factor clave en el modelamiento del flujo de fluidos en este yacimiento.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Nicolas Santos Santos

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE IMPACT OF NATURAL FRACTURES ON THE DYNAMIC MODEL OF THE RESERVOIR THROUGH COMPOSITIONAL NUMERICAL SIMULATION.*

AUTHOR: PABLO EMILIO HENRÍQUEZ RIVADENEIRA.**

KEYWORDS: Simulation, NFR, Compositional, Fractures, Reservoir, Gas, Condensate.

DESCRIPTION:

In this work, it's analyzed the effects produced by natural fractures on wells production history in the central area of one of the largest hydrocarbon accumulations found in the last years in Colombia. This is a rich condensate gas reservoir that contains an extensive network of natural fractures that cause the early breakthrough of the gas injected in producing wells. The data of the conductive natural fracture system in the field has been obtained from an wide range of sources, which includes cores, UBI Logs (Ultrasonic Borehole Imaging), Production Logs Test (PLT), analogue fields and outcrops, geomechanics models, drilling history (lost mud), Buildup and Interference tests (measuring of anisotropy at great scale) and dynamics data such as gas tracer and gas-oil relation (GOR).

This study was performed by using the compositional fluids simulator "ECLIPSE300" as a tool and stars by giving a brief description of the most important parameters that characterize the Naturally Fractured Reservoir, the compositional simulation and the gas injection for pressure maintenance. Later, it compares and analyzes the results obtained from the sensitivity of the parameters made to the homogenous model (without fractures) and to the heterogeneous model (with fractures) with of real production history of interest wells.

Finally, the results obtained in this work, demonstrate that the properties of the fractures such as porosity, permeability, distribution and strike, represent a key factor in the flow simulation in this reservoir.

* Degree project

** Physics-chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Nicolas Santos Santos

INTRODUCCIÓN

Una gran proporción de reservas probadas de hidrocarburos han sido encontradas en Yacimientos Naturalmente Fracturados (en adelante YNF) (Waldren & Corrigan, 1985; Nelson, 1985; Aguilera, 1995; Nelson, 2001).

En el año de 1956, fue reportado que el 41% de las reservas del mundo descubiertas hasta ese momento provenían de yacimientos fracturados. Por otro lado, en 1975, algunos investigadores reportaron que el aceite producido de los yacimientos fracturados en ese entonces, podrían sobrepasar los 40 Billones de barriles de aceite. Nelson (2001) declaró que en los YNF operados por BP Amoco se han estimado alrededor de 21 Billones de barriles equivalentes.

Los YNF son mucho más difíciles y costosos de evaluar que los yacimientos convencionales debido a que presentan además del sistema constituido por la matriz, una extensa red de fracturas en diversas escalas, lo cual representa un reto para los petrofísicos e ingenieros de yacimientos.

En las últimas décadas, grandes progresos se han realizado en la caracterización del sistema de fracturas naturales en los YNF. El modelo geológico (estático) de fracturas naturales debe ser construido por integración de los datos obtenidos directamente de los pozos como corazones y registros de imágenes con los datos obtenidos a escala de campo como los datos de sísmica y afloramientos entre otros. Una vez el modelo estático es construido, este debe ser comparado con los datos obtenidos de pruebas de presión y registros de producción para ratificar la influencia de las fracturas naturales en la producción del campo.

Una vez caracterizadas las fracturas naturales, esta información se debe incorporar junto con el modelo dinámico del yacimiento para realizar las

respectivas simulaciones numéricas al modelo, con el fin de predecir el desempeño del campo a futuro bajo diferentes escenarios de producción e inyección y de esta manera obtener un óptimo desarrollo del campo.

Teniendo en cuenta los adelantos realizados en el tema de caracterización y simulación de YNF; este trabajo se enfoca en el análisis del impacto de las fracturas naturales en la historia de producción del área central de un yacimiento de gas condensado del cual no se tiene certeza si se comporta como un YNF.

Este análisis se realizará utilizando como herramienta el simulador de fluidos composicionales ECLIPSE300 debido a la naturaleza del fluido en cuestión.

El estudio parte con la descripción de las generalidades de los YNF como punto de inicio para poder explicar como se deducen u obtienen los parámetros más importantes utilizados para la simulación de este tipo de yacimientos, seguido de un breve resumen de las características de la simulación de fluidos composicionales y la inyección de gas externa para el mantenimiento de presión.

Luego se describen las características del campo y propiedades del modelo base de simulación. Posteriormente, se analizan los resultados obtenidos de la sensibilidad de parámetros realizada tanto al modelo homogéneo, como al modelo heterogéneo y finalmente las conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo.

1. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y DE INGENIERÍA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un YNF es un yacimiento el cual contiene fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener efectos positivos o negativos en el flujo de fluidos. En el caso de las fracturas abiertas o parcialmente mineralizadas, el efecto positivo en el flujo de aceite se lograría debido a que las fracturas aumentan la capacidad de fluir de la roca. Contrariamente, se puede obtener un efecto negativo en el flujo de gas y agua debido a la conificación de estos fluidos en las fracturas. Por otro lado, en el caso de las fracturas totalmente mineralizadas o cerradas, estas pueden crear barreras de permeabilidad para todos los tipos de fluidos; debido a que forman pequeños compartimientos en el yacimiento llevando a muy bajos recobros (Aguilera, 1995).

Los YNF son encontrados en casi todo tipo de litologías, entre las cuales incluimos las arenas, dolomitas, calizas, shales, lutitas e incluso algunas rocas ígneas y metamórficas, entre otras.

Aguilera (1995), resalta que muchos YNF en todo el mundo han sido declarados no rentables y abandonados por las siguientes razones:

- Incorrecta extrapolación de la presión puede ocurrir cuando el periodo de flujo del yacimiento actuando como infinito no ha sido alcanzado en las pruebas de transiente de presión, lo cual lleva a la conclusión errónea de que el yacimiento esta depletado.
- Los completamientos convencionales son típicamente aplicados teniendo en cuenta ciertos criterios de corte de porosidad, permeabilidad y saturación de agua, lo cual podría ser una practica peligrosa en algunos YNF debido a que se

presentan casos donde el mayor índice de fracturamiento están asociados con las mas bajas porosidades y a los espesores mas delgados.

- Los pozos verticales podrían no interceptar las fracturas naturales verticales. En este caso, las pruebas convencionales llevarían a resultados negativos, aun cuando la matriz esta saturada de hidrocarburos.

Para evitar estos problemas se deben desarrollar técnicas geológicas y de ingeniería adecuadas para evaluar y explotar los YNF.

1.1. CONCEPTOS GEOLÓGICOS BÁSICOS PARA EL ESTUDIO DE LOS YNF

1.1.1. Fracturas naturales. Las fracturas naturales se pueden definir como una discontinuidad plana creadas cuando los esfuerzos exceden la resistencia a la ruptura de la roca (Stearns, 1990). Las fracturas son importantes en la ingeniería porque suministran canales para el flujo de fluidos. Estas fracturas ocurren en una gran variedad de escalas que van desde microscópicas a continentales.

Desde el punto de vista geológico, las fracturas pueden ser clasificadas como tectónicas, regionales, diagenéticas y las relacionadas a la superficie. Históricamente, la mayoría de la producción en los YNF se ha obtenido de las fracturas tectónicas, seguidas por las regionales y por ultimo las diagenéticas. Las fracturas relacionadas a la superficie no han sido importantes desde el punto de vista de acumulación de hidrocarburos (Aguilera, 2003).

Cuando se analiza el sistema de fracturas se deben tener en cuenta algunos conceptos geológicos como la apertura, espaciamiento, longitud de las fracturas y la intensidad de fracturamiento:

1.1.2. Apertura

Es la distancia ente las paredes de la fractura, medida perpendicularmente a la dirección del plano de fractura, esta incluye el mineral de relleno.

1.1.3. Espaciamiento

Según Nelson (1985) lo define como la distancia promedio entre las fracturas regularmente espaciadas medidas perpendicularmente a los juegos de fracturas que tienen una orientación predominante. Este parámetro es importante para medir la porosidad y permeabilidad de la fractura en el yacimiento.

1.1.4. Longitud

Es la distancia medida ente los extremos visibles de la fractura. En afloramientos la medida de la longitud es complicada debido a los cambios en la posición de las capas fracturadas.

1.1.5. Intensidad de fracturamiento

La intensidad de fracturamiento (IF) se calcula para cada una de las facies presentes en el corazón como el número de fracturas sobre el espesor de las facies, ponderado con el espesor total de la formación.

1.1.6. Macrofracturas

Son aquellas fracturas que pueden ser vistas sin necesidad de utilizar de algún instrumento en particular, es decir aquellas fracturas que pueden ser observadas a simple vista, como por ejemplo las fracturas que se observan en un afloramiento.

1.1.7. Microfracturas

De esta forma se le denominan a las fracturas que necesitan de un instrumento como una lupa, microscopio petrográfico, microscopio electrónico de barrido o sonda de cátodoluminiscencia para poder ser observadas.

1.1.8. Fallas

Las fallas son fracturas en las rocas a lo largo de la cual ha tenido lugar movimiento; a este movimiento relativo se le llama desplazamiento y puede ser perpendicular o paralelo al frente de las fracturas.

1.1.9. Pliegues

Los pliegues se pueden describir como una superficie no plana resultante de una deformación dúctil de las rocas. Estas se forman bajo condiciones muy variadas de esfuerzos, presión hidrostática, presión de los fluidos intersticiales y temperatura. Los pliegues se pueden presentar en rocas sedimentarias, metamórficas y en algunas rocas ígneas.

1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA

1.2.1 Porosidad. Representa el espacio vacío en una roca. Este se cuantifica dividiendo el espacio vacío de la roca sobre el volumen total de la roca. En general, la porosidad se puede clasificar como primaria y secundaria.

Porosidad Primaria

La porosidad primaria (Φ) es formada en la depositación de los sedimentos. De esta forma podemos decir que esta es una característica inherente y original de la roca.

El valor de la porosidad primaria depende de muchos factores, entre los cuales encontramos el arreglo y distribución de los granos, el grado de cementación e interconexión de los espacios vacíos, entre otras.

En la porosidad primaria se distinguen la porosidad primaria total y la porosidad efectiva. La primera representa la relación entre los espacios primarios vacíos totales y el volumen total de roca y la segunda representa la relación de los

espacios vacíos interconectados y el volumen total de roca; siendo la segunda la de interés para la acumulación de hidrocarburos en la industria del petróleo.

La porosidad primaria se puede evaluar teóricamente dependiendo del tipo de empaquetamiento. La Tabla 1 muestra diferentes valores de porosidad para cada tipo de empaquetamiento.

Tabla 1. Valores de porosidad para cada tipo de empaquetamiento

Tipo de empaquetamiento	Cúbico	Romboedro	Ortorrómico	Tetragonal esfenoidal
Valor de porosidad (%)	47.64	25.96	39.54	30.91

Fuente: Escobar.

Porosidad Secundaria

También conocida como porosidad inducida, la porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos que ocurren después de la depositación de las rocas sedimentarias y no tiene relación directa con la forma de las partículas sedimentarias. La mayoría de yacimientos con porosidad secundaria son calizas o dolomitas. Sin embargo, algunas veces se encuentran YNF en otro tipo de litologías como areniscas, shales, rocas ígneas y metamórficas, etc.

En general la porosidad secundaria es debida a la disolución, recristalización, dolomitización y fracturamiento.

En la porosidad debida al fracturamiento se derivan dos tipos de porosidades:


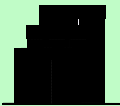
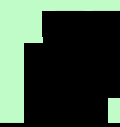

- Porosidad intrínseca de la fractura ligada a un punto particular de la fractura, la cual equivale al espacio vacío dentro de las fracturas dividido por el volumen

total de las fracturas. De esta forma, la porosidad intrínseca es un número muy grande, algunas veces cercano a 100%.

- Porosidad en el sistema de fracturas ligada al volumen total, la cual equivale al espacio vacío en las fracturas dividido por el volumen total (matriz y fracturas). En muchos casos este valor es menor a 1%.

Debido a que la porosidad en el sistema de fracturas ligada al volumen total esta altamente relacionada con la apertura (w) y espaciamiento (L) entre las fracturas, se han desarrollado diferentes modelos geológicos (arreglos geométricos matriz-fractura) para representar el sistema de fracturas naturales. La Tabla 2 muestra esquemáticamente cada uno de los modelos con sus respectivos valores de porosidad ligada al volumen total.

Tabla 2. Modelos geológicos para sistemas fracturados.

NOMBRE	MODELO	DIM	Φ	DESCRIPCIÓN
Estratos		1D	w/L	Yacimiento estratificado con fracturas paralelas. Yacimientos superficiales (menos de 2500').
Columnas		2D	$2w/L$	Yacimiento uniformemente fracturado formado de paralelepípedos rectangulares separados por dos fracturas planas ortogonales. Yacimientos con fracturas regionales que no son cortadas horizontalmente.
Cubos (Fracturas horizontales cerradas)				
Cubos		3D	$3w/L$	Yacimiento uniformemente fracturado, formado de cubos con espacios iguales entre ellos. Yacimientos con fracturas horizontales regionales

Fuente: Aguilera, 1995.

1.2.2 Permeabilidad. La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. En los yacimientos pueden existir diferentes formas de permeabilidades, entre las cuales encontramos:

Permeabilidad de la matriz

Este tipo de permeabilidad es intrínseca al proceso de formación de la roca y puede ser evaluada usando la ley de Darcy:

$$k_m = \frac{887,31 * q * \mu * L}{A * \Delta p} \quad (1)$$

Donde: k_m : permeabilidad de la matriz en mD, q : tasa de flujo en B/día, μ : Viscosidad en cp L : distancia en pies, A : área en pies² y Δp : diferencial de presión en psi.

Permeabilidad de las fracturas

También considerada como canales de flujo; la permeabilidad de las fracturas representa la capacidad de la fractura para permitir el transporte de los fluidos. Este tipo de permeabilidad se origina por acción de los esfuerzos que formaron la fractura.

De este tipo de permeabilidad se derivan dos tipos de permeabilidades:

- Permeabilidad intrínseca de la fractura, la cual esta ligada a un punto particular de la fractura y se representa por el símbolo K_f . Estos valores podrían ser extremadamente altos, lo cual indica la importancia de las fracturas sobre la producción en yacimientos apretados.
- Permeabilidad en el sistema de fracturas ligadas al volumen total y se representa por el símbolo K_2 .

Al igual que la porosidad en el sistema de fracturas (Φ_2) la permeabilidad intrínseca (K_f) esta altamente relacionada con la apertura (w) de la fractura y pueden ser calculadas con las siguientes expresiones:

$$K_f = 54 \times 10^9 w^2 \quad (2)$$

Donde: K_f : permeabilidad intrínseca de la fractura en mD y w : apertura de la fractura en pulgadas.

La tabla 3 representa las ecuaciones utilizadas para el cálculo de la permeabilidad en el sistema de fracturas ligadas al volumen total (K_2), para cada modelo geológico.

Tabla 3. Ecuaciones para el cálculo de permeabilidad en el sistema de fracturas para cada modelo geológico.

MODELO GEOLÓGICO	ECUACIÓN
Estratos	$K_2 = K_f \frac{w}{L} \quad (3)$
Columnas	$K_2 = \frac{1}{2} K_f \frac{w}{L} \quad (4)$
Cubos	$K_2 = \frac{2}{3} K_f \frac{w}{L} \quad (5)$

Fuente: Aguilera, 1995.

Otras permeabilidades

En los YNF se definen otros tipos de permeabilidades entre las cuales encontramos:

- Permeabilidad total (K_T):

$$K_T = K_m + K_f \quad (6)$$

- Permeabilidad promedio (K_{prom}):

$$K_{prom} = \frac{K_m (A - N * wL) + K_f * N * wL}{A} \quad (7)$$

- Permeabilidad efectiva (K_e):

$$K_e = \frac{K_m A_m + K_f A_f}{A_m + A_f} \quad (8)$$

Donde: A: área transversal, N: número de fracturas y los subíndice m y f hacen referencia a la matriz y fractura respectivamente.

1.2.3 Fuentes de Información para la Obtención de los Propiedades de las Fracturas. Uno de los principales aspectos de ingeniería en los YNF es la evaluación cuantitativa de los parámetros de las fracturas naturales. Esta cuantificación une diferentes disciplinas como la geofísica, petrofísica, geología e ingeniería; para lograr objetivos claves como la estimación del hidrocarburo in-place, predicciones de las tasas de producción y mejorar el recobro del yacimiento.

A continuación se describirá una extensión de las fuentes de información directa e indirecta utilizadas para la caracterización de las fracturas naturales en los YNF según Roberto Aguilera en su artículo “Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoir” publicado en febrero del 2003.

Fuentes directas

En las fuentes de información directa incluyen los análisis de corazones, corazones orientados, cámaras de fondo, registros de producción, trazadores, entre otros.

- Análisis de corazones: A partir de estos se pueden obtener parámetros para la descripción de fracturas como: distancia entre fracturas, buzamiento y dirección del plano de fractura, apertura, grado de cementación y longitud de fractura.

- Corazones orientados: Mediante estos se pueden obtener información acerca de la orientación de la fractura en el subsuelo y de esta forma poder determinar el buzamiento de las fracturas en la posición que tenían en el yacimiento.
- Cámaras de fondo: Proporcionan información de las paredes del pozo y permiten la descripción del yacimiento mediante la identificación de rasgos estratigráficos, zonas fracturadas, orientación de fracturas, cambios en la densidad de la roca, estratos delgados, análisis estructural y orientación de los esfuerzos locales.
- Residuos de perforación: Algunas muestras incluyen texturas internas que indican porosidad secundaria lo cual infiere la presencia de las fracturas en el yacimiento.
- Registros de producción: El perfil generado por los medidores de flujo proveen un criterio para reconocer las fracturas naturales en el yacimiento. El incremento en la curva generada al girar el spin es una posible respuesta al flujo que proveen las fracturas.
- Trazadores: Las pruebas de trazadores se basan en el tiempo de llegada en el pozo productor del trazador adherido al fluido inyectado; de esta manera, este es usado como una guía cuantitativa para determinar los caminos preferenciales al flujo usualmente causado por la presencia de canales de fracturas. En los YNF, un trazador inyectado en un pozo fluye preferencialmente en los canales de fracturas pero parte de este será retenido por la matriz, lo cual causa que en la cromatografía se retarde el tiempo de irrupción del trazador en los pozos productores.

Fuentes indirectas

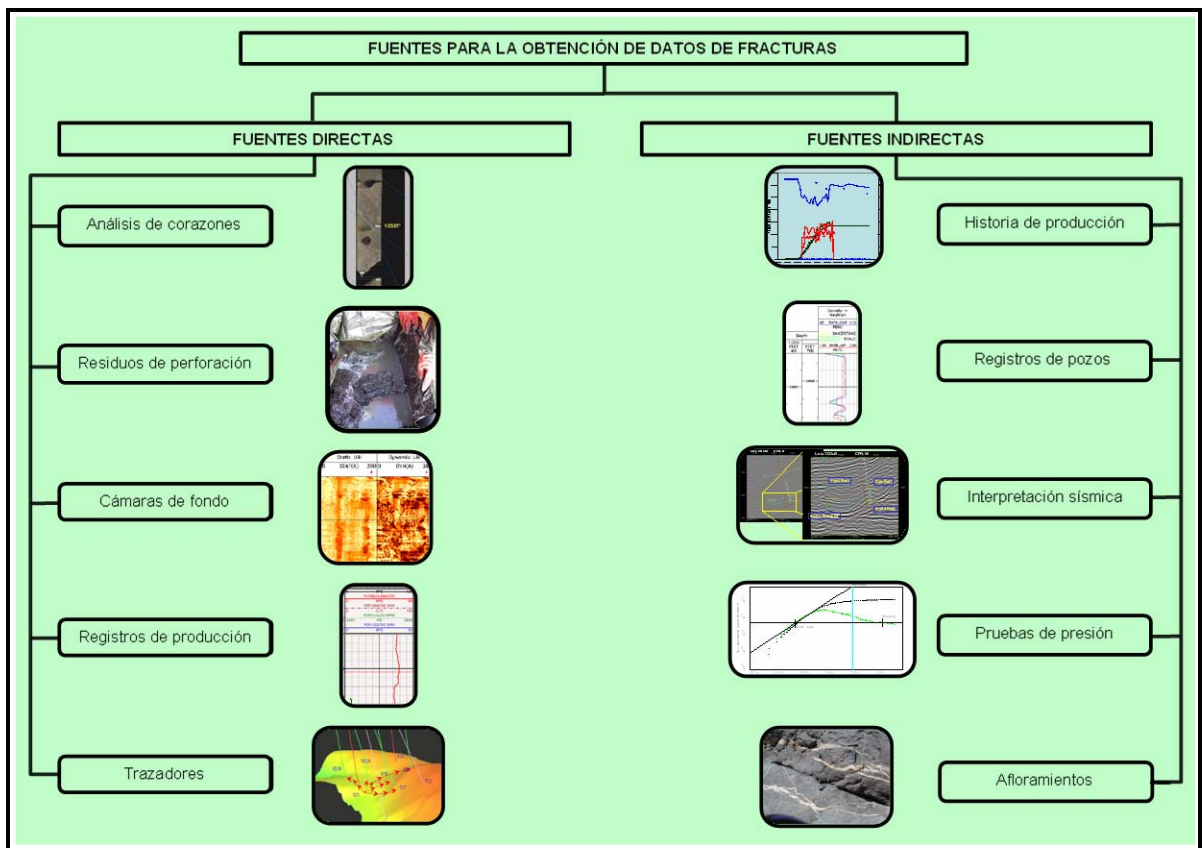
Entre las fuentes indirectas podemos destacar la historia de producción, datos de afloramientos, análisis de registros de pozos, interpretación sísmica, pruebas de transiente de presión e historia de perforación.

- **Historia de producción:** Las irrupciones tempranas de agua o gas de inyección en proyectos de recobro secundario pueden indicar la presencia de fracturas naturales en el yacimiento. Para evitar estas sorpresas inesperadas, es conveniente desarrollar pruebas de interferencias antes de iniciar el proyecto de recobro secundario.
- **Datos de afloramientos:** Proveen abundante información sobre la diagénesis y tectónica de las fracturas. Además, permiten calibrar las técnicas de detección y estudiar postulados sobre la evolución de sistemas fracturados.
- **Análisis de registros de pozos:** La combinación de algunos registros convencionales con los especiales pueden ser usados para detectar fracturas y analizar cualitativamente los yacimientos fracturados.
- **Interpretación sísmica:** Las ondas de sonido son influenciadas por el fracturamiento cuando estas viajan por el medio fracturado. Los datos obtenidos de la sísmica (preferiblemente 3D) pueden ser usados para determinar la orientación de las fracturas, anisotropía e intensidad de fracturamiento.
- **Pruebas de transiente de presión:** Una prueba de transiente de presión correctamente diseñada y supervisada puede proveer información valiosa como permeabilidad y porosidad promedio y espaciamiento entre las fracturas.
- **Historia de perforación:** La observación de las tasas de penetración y las pérdidas de fluido de perforación ofrecen una señal con respecto a la existencia

de las fracturas. La tasa de penetración se incrementa considerablemente cuando se perforan rocas con porosidad secundaria. Las pérdidas de lodo pueden estar ligadas a algunas fracturas, cavernas o canales de solución.

En la figura 1 se ilustran esquemáticamente las diferentes fuentes para la obtención de datos de fracturas.

Figura 1. Fuentes para la obtención de datos de fracturas

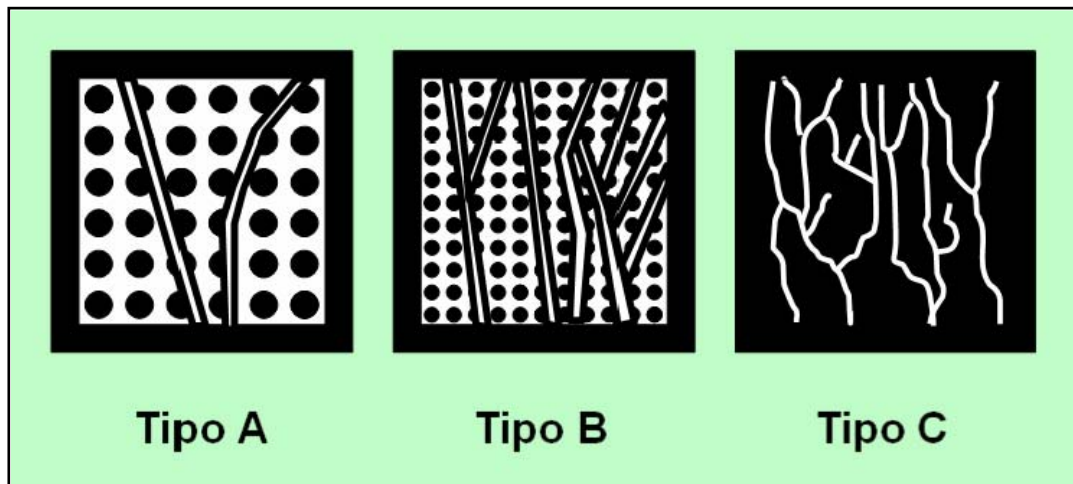


Fuente: Aguilera, 2003.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YNF

Los ingenieros de yacimientos usualmente hacen dos suposiciones claves cuando tratan con YNF: (1) Las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento despreciable y solo son canales de alta permeabilidad que permiten el flujo de fluidos y (2) la matriz tiene una importante capacidad de almacenamiento, pero una muy baja permeabilidad. Estas suposiciones han llevado a numerosas fallas económicas al momento de planificar el desarrollo de algunos YNF, debido a que las altas tasas iniciales de aceite han conducido a los ingenieros en muchas ocasiones a sobreestimar la producción de los pozos a futuro. Por esta razón, es indispensable identificar el tipo de YNF que está bajo estudio. La figura 2 muestra esquemáticamente la clasificación de los YNF dependiendo de la capacidad de almacenamiento de los dos sistemas matriz-fractura (Aguilera, 1995).

Figura 2. Clasificación de los YNF según la capacidad de almacenamiento del sistema matriz-fractura.



Fuente: Aguilera, 1995.

La capacidad de almacenamiento en los poros de la matriz en la figura 2a es grande comparada con la capacidad de almacenamiento de las fracturas. Estos

YNF son clasificados como Tipo A. En general estos casos ocurren en yacimientos donde la porosidad de la matriz es alta (entre 10% y 30%).

La figura 2b muestra esquemáticamente una roca con aproximadamente la misma capacidad de almacenamiento en la porosidad de la matriz y la fractura. Estos tipos de YNF son clasificados como Tipo B.

Por ultimo, la figura 2c ilustra esquemáticamente los YNF clasificados como Tipo C, en los cuales las fracturas proveen toda la porosidad y la permeabilidad en el yacimiento. Estos tipos de yacimientos se caracterizan por poseer altas tasas de aceite que declinan rápidamente a sus límites económicos en muy corto tiempo.

1.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS YNF

Debido a que las características del flujo de fluidos en YNF son ampliamente controlados por la distribución, orientación y interconectividad del sistema de fracturas, se han realizado grandes esfuerzos en la caracterización de las fracturas naturales con la ayuda de diferentes métodos y herramientas como se manifestó en la sección 1.2.3. En los YNF, el modelo geológico creado de datos estáticos no reproduce satisfactoriamente por si solo la historia de producción del campo. Esto se puede atribuir a la insuficiente caracterización dinámica de la distribución del sistema de fracturas. En otras palabras, las propiedades hidrodinámicas del sistema de fracturas necesitan ser caracterizadas usando los datos de producción, tales como tasa de aceite, relación agua-aceite (WOR), relación gas-aceite (GOR), presión de fondo fluyendo (BHP) etc.

La simulación de YNF ha alcanzado significativa atención en los últimos años y su aplicación ha incrementado con la ayuda de eficientes y más sofisticados computadores. Actualmente, existen diversos tipos de formulaciones complejas, realizadas con el objetivo de modelar el comportamiento de los YNF. Estas

ecuaciones representan matemáticamente los mecanismos de producción que rigen el flujo de fluidos en rocas fracturadas teniendo en cuenta el grado de interconectividad de los sistemas matriz-fractura. En las siguientes secciones se explicará los conceptos de Doble Porosidad y Doble Permeabilidad, además de los mecanismos de producción y las ecuaciones matemáticas utilizadas con sus respectivos parámetros para modelar el flujo de fluidos en los YNF.

1.4.1 Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad. Hablando en términos de simulación numérica y dependiendo de las características petrofísicas y a la contribución al flujo de cada uno de los sistemas matriz y fractura, los YNF se pueden modelar de diferentes maneras.

Porosidad Simple

El yacimiento solo se representa por el sistema matriz. Las fracturas naturales no tienen efectos significativos en la producción del campo o no existen. La simulación de este tipo yacimientos también es llamada simulación convencional.

Doble Porosidad (Dualporosity)

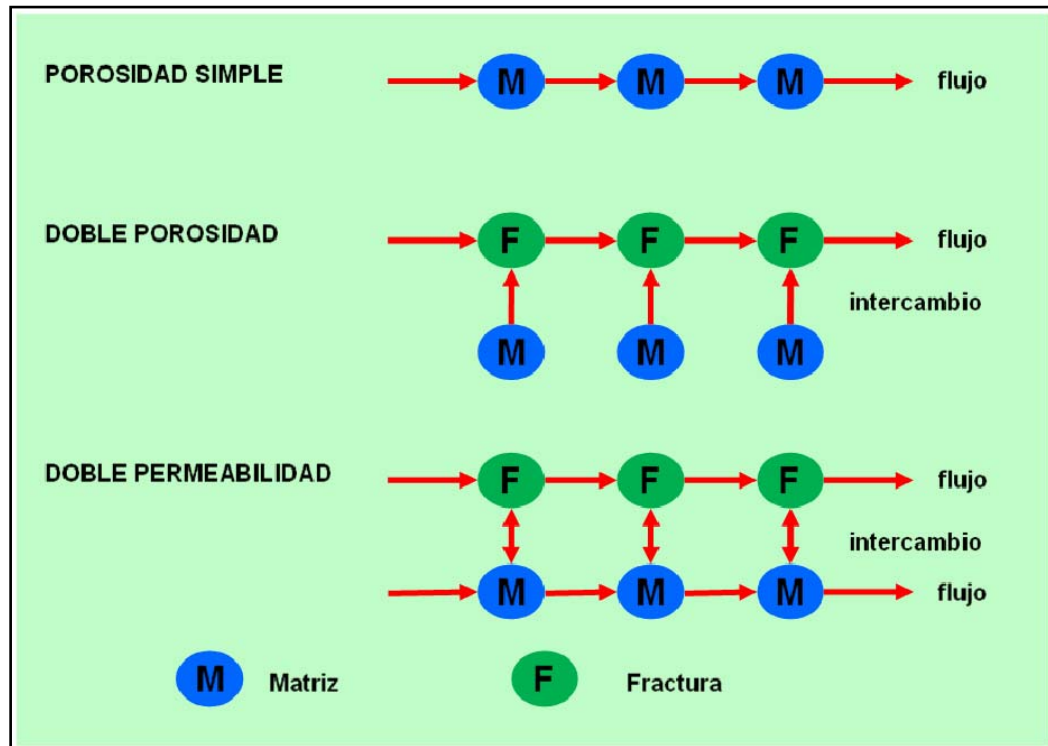
En términos generales, Doble Porosidad indica que el yacimiento consiste de una roca que tiene un complejo sistema de porosidad proveniente de las fracturas y una porosidad a pequeña escala o intergranular que existen como espacios porosos dentro de la roca. En este caso, el yacimiento se representa con el sistema matriz que actúa como una gran fuente para la acumulación de fluidos y un sistema de fracturas encargado del transporte de los fluidos entre las celdas de simulación. Por lo tanto, el flujo matriz-matriz no es modelado.

Doble Permeabilidad (Dualpermeability)

A diferencia de Doble Porosidad, en la simulación de Doble Permeabilidad existe la posibilidad de flujo directo entre las celdas vecinas debido a la permeabilidad de la matriz.

La figura 3 ilustra esquemáticamente los conceptos anteriormente descritos para una dimensión.

Figura 3. Ilustración esquemática de los modelos de Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad en una dimensión.



Fuente: Dean (1988).

Usualmente, los ingenieros prefieren, cuantas veces sea posible, modelar un yacimiento de Doble Porosidad con un modelo de Porosidad Simple, capturando la permeabilidad efectiva y utilizando tensores de permeabilidad, debido a que se reduce el número de celdas y el tiempo de la corrida.

Sin embargo, aplicar un modelo de Porosidad Simple en estos casos puede generar resultados erróneos. El tiempo de irrupción del frente de inundación en la inyección agua o gas, es usualmente mas rápido en modelos de Doble Porosidad

debido al la digitación del fluido inyectado a través de las fracturas. Consecuentemente, el perfil de producción en modelos de Doble Porosidad podría declinar más rápidamente que en modelos de Porosidad Simple.

1.4.2 Mecanismos de Producción en YNF. En sistemas de Doble Porosidad la mayoría del aceite esta contenido en el sistema matriz, pero la producción de aceite en los pozos es a través del sistema de fracturas altamente permeable. Por consiguiente, un fluido inyectado no barrería el aceite contenido en los bloques de matriz. En este caso, la producción de aceite en los bloques de matriz puede estar asociada con varios mecanismos físicos los cuales son explicados a continuación (SCHLUMBERGER. Eclipse Technical Description. Manual, 2001).

Imbibición o difusión de saturación

En un típico sistema mojado por agua, la matriz tendrá una presión capilar agua-aceite positiva. Si el agua es introducida en las fracturas, el agua fluirá bajo fuerzas capilares hacia el sistema matriz desplazando el aceite. En sistemas gas-aceite el aceite será la fase mojante y tenderá a imbibir hacia la matriz.

En ocasiones, dos fases fluyen en direcciones opuestas a través de una misma cara del bloque de matriz; este fenómeno recibe el nombre de imbibición en contracorriente (Mehran & Firoozabadi, 2000).

Expansión de fluidos y gas en solución

Cuando cae la presión en el sistema de fracturas, el aceite fluirá de la matriz a las fracturas para equilibrar la presión en la matriz con la presión en las fracturas que la rodean. Cuando la presión en la matriz esta por encima del punto de burbuja, a este mecanismo se le considera como expansión de aceite o cuando la presión esta por debajo del punto de burbuja se le denomina como gas en solución. Este fenómeno también se conoce como difusión de presión.

Desplazamiento Viscoso o Convección

El desplazamiento viscoso de un fluido es simplemente el movimiento de ese fluido cuando un diferencial de presión es aplicada. En sistemas de Doble Porosidad, habrá un gradiente de presión en las fracturas el cual mueve el fluido a través de estas hacia los pozos productores. En muchos casos, este gradiente de presión es pequeño cuando el sistema de fracturas tiene una permeabilidad efectiva muy alta. En este caso, es razonable ignorar el desplazamiento viscoso de la matriz debido al gradiente de presión en las fracturas. Sin embargo, si el sistema de fracturas tiene una permeabilidad moderada, entonces, el flujo desde y hacia la matriz causado por el gradiente de presión en las fracturas podría actuar como un significativo mecanismo de producción.

Drenaje Gravitacional

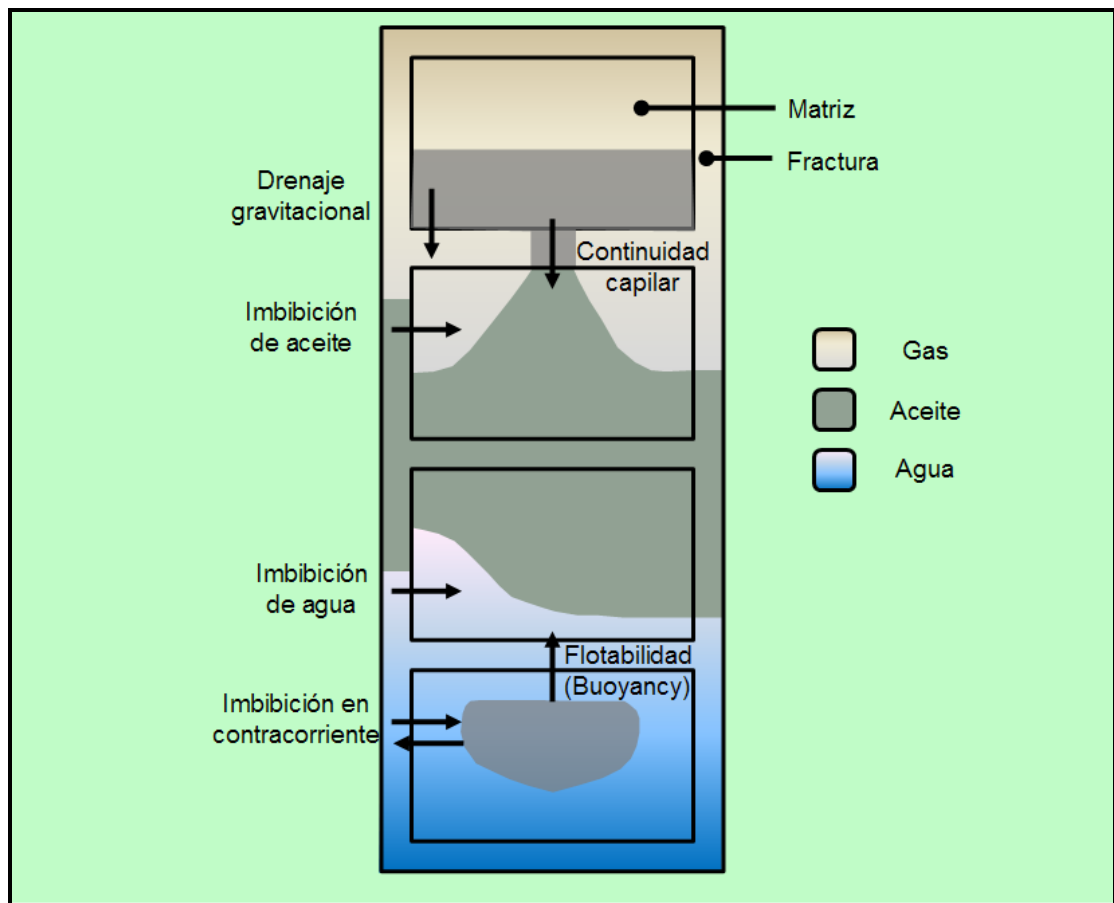
El drenaje gravitacional en muchos casos es uno de los más importantes mecanismos de recobro en los YNF. Este se da debido a la diferencia de densidades entre las fases presentes, lo que causa que la fase mas pesada fluya de un bloque de matriz a las fracturas o a otro bloque de matriz ubicado debajo de esta. Esto ocurre hasta que las fuerzas capilares se sobrepongan.

Difusión molecular

Cuando la permeabilidad de la matriz es muy pequeña (yacimientos apretados), la difusión podría ser el responsable de una importante fracción en el flujo de fluidos, en ocasiones mucho mas que lo aportado por gradientes de presión. Si este fuera el caso, el flujo de fluidos resultaría de la acción combinada del transporte de fluidos impulsado por diferencias de concentración (difusión molecular) y presiones. En los YNF, la difusión molecular puede ser mucho mas acentuada debido a que cuando los fluidos se dispersan a través de las fracturas incrementan rápidamente el área de contacto para la difusión (Da Silva & Berely, 1989).

En el caso de yacimientos de gas condensado naturalmente fracturados, la precipitación de condensados en el yacimiento a causa de la caída de presión, podría crear una barrera de líquido para el flujo de gas, lo que posicionaría la difusión molecular como un mecanismo crucial para el transporte de fluidos. La figura 4 representa esquemáticamente los procesos que se deben tener en cuenta cuando se modela el desplazamiento de aceite en rocas fracturadas según McDonald et al.

Figura 4. Procesos de desplazamiento típicos en yacimientos fracturados.



Fuente: McDonald et al, 1991.

Como se puede notar en la figura 4, el flujo de fluidos se da entre las fracturas, matriz-fractura y matriz-matriz, lo cual representa un sistema de Doble Permeabilidad. En este sistema, la matriz no representa una serie de bloques

discontinuos y separados por fracturas, sino como cuerpos porosos conectados y rodeados de fracturas las cuales desconectan algunos poros de otros. De esta manera, la continuidad capilar es mantenida entre los bloques de matriz.

1.4.3 Ecuaciones de Flujo. La ecuación generalizada en diferencias finitas del flujo de tres fases, tres dimensiones y de Doble permeabilidad es presentada a continuación:

Ecuación de flujo para las fracturas

- Agua

$$\Delta[T_{wf}(\Delta p_{wf} - \gamma_{wf}\Delta H)] + \lambda_w(p_{wm} - p_{wf}) - q_{wf} = \frac{V_b}{\Delta t} \bar{\delta} \left(\frac{\phi_f S_{wf}}{B_{wf}} \right) \quad (9)$$

- Aceite

$$\Delta[T_{of}(\Delta p_{of} - \gamma_{of}\Delta H)] + \lambda_o(p_{om} - p_{of}) - q_{of} = \frac{V_b}{\Delta t} \bar{\delta} \left(\frac{\phi_f S_{of}}{B_{of}} \right) \quad (10)$$

- Gas

$$\begin{aligned} &\Delta[T_{gf}(\Delta p_{gf} - \gamma_{gf}\Delta H)] + \lambda_g(p_{gm} - p_{gf}) + \Delta[T_{of}R_{sf}(\Delta p_{of} - \gamma_{of}\Delta D)] \\ &+ \lambda_o R_{sf}(p_{om} - p_{of}) - q_{gf} = \frac{V_b}{\Delta t} \bar{\delta} \left(\frac{\phi_f S_{gf}}{B_{gf}} + \frac{\phi_f R_{sf} S_{of}}{B_{of}} \right) \end{aligned} \quad (11)$$

Ecuación de flujo para la matriz

- Agua

$$\Delta[T_{wm}(\Delta p_{wm} - \gamma_{wm}\Delta H)] - \lambda_w(p_{wm} - p_{wf}) = \frac{V_b}{\Delta t} \bar{\delta} \left(\frac{\phi_m S_{wm}}{B_{wm}} \right) \quad (12)$$

- Aceite

$$\Delta[T_{om}(\Delta p_{om} - \gamma_{om}\Delta H)] - \lambda_o(p_{om} - p_{of}) = \frac{V_b}{\Delta t} \bar{\delta} \left(\frac{\phi_m S_{om}}{B_{om}} \right) \quad (13)$$

- Gas

$$\begin{aligned} &\Delta[T_{gm}(\Delta p_{gm} - \gamma_{gm}\Delta H)] + \Delta[T_{om}R_{sm}(\Delta p_{om} - \gamma_{om}\Delta D)] - \lambda_g(p_{gm} - p_{gf}) \\ &- R_s T_o(p_{om} - p_{of}) = \frac{V_b}{\Delta t} \bar{\delta} \left(\frac{\phi_m S_{gm}}{B_{gm}} + \frac{\phi_m R_{sm} S_{om}}{B_{om}} \right) \end{aligned} \quad (14)$$

Donde: B : factor volumétrico de formación en RB/STB o RB/SCF, H : profundidad medida positivamente hacia abajo en pies, p : presión en psia, q : tasa de producción en STB/D o SCF/D, R_s : relación gas/aceite en solución SCF/STB, S : saturación en fracción, T : transmisibilidad en STB/D-psi, V_b : volumen total (matriz y fractura) en RB, γ : gradiente del fluido en psi/pie, δ : diferencia de time step, Δt : incremento de tiempo, λ : transmisibilidad matriz-fractura en STB/D-psi, Φ : porosidad fracción y los subíndices f : fractura, m : matriz, w : agua, o : aceite y g : gas.

Las ecuaciones de la 9 a la 14 son idénticas a las ecuaciones de Porosidad Simple con un término adicional de transferencia entre los sistemas matriz-fractura. El término del pozo (q) no es incluido en las ecuaciones del sistema matriz debido a que en estudios realizados anteriormente por varios investigadores se demostró que este término es insignificante, aun cuando la permeabilidad de la fractura es aproximadamente igual a la permeabilidad de la matriz (Dean,1988). La ecuación se reduce al modelo Doble porosidad cuando las transmisibilidades de la matriz se igualan a cero ($T_{wm}=0$, $T_{om}=0$ y $T_{gm}=0$).

Las transmisibilidades de la matriz y las fracturas son calculadas de igual manera que en los sistemas de Porosidad Simple. Por ejemplo, la transmisibilidad del agua en dirección x para un sistema homogéneo de fracturas en unidades de campo es:

$$(T_{wf})_x = 0.001127 \left(\frac{k_x k_{rw}}{B_w \mu_w} \right)_f \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} \quad (15)$$

Donde: k : permeabilidad en mD, μ : viscosidad en cp, Δx , Δy , Δz : dimensiones de la celda en pies y x , y , z hacen referencia a la dirección x , y , z respectivamente y el subíndice r : relativa.

El término de transmisibilidad de transferencia matriz-fractura contiene un factor de forma, σ . Por ejemplo, El término de transmisibilidad de transferencia para la fase agua tiene la forma:

$$\lambda_w = 0.001127 \sigma \bar{k}_m \left(\frac{k_{rw}}{B_w \mu_w} \right) \Delta x \Delta y \Delta z \quad (16)$$

Donde: \bar{k}_m : permeabilidad promedio de la matriz en mD σ : factor de forma en pie^{-2} y las propiedades de los fluidos k_{rw} , B_w y μ_w son evaluadas corriente arriba; es decir, si el flujo de agua va hacia la matriz entonces las propiedades son evaluadas a la p_w y S_w de las fracturas y viceversa. La misma aproximación es utilizada para el termino R_s en las ecuaciones 11 y 14.

Las variables anteriormente descritas son las mismas que en yacimientos homogéneos con la adición de las variables de las fracturas (Φ_f , k_f , k_{rf} y σ). En las secciones anteriores se ha demostrado como calcular u obtener la porosidad y permeabilidad de las fracturas, pero el factor de forma y las curvas de permeabilidades relativas aun no se han analizado. En las dos secciones siguientes se mostrará como obtener estos parámetros.

1.4.4 Factor de Forma, σ . También llamado factor geométrico, factor sigma, conector matriz-fractura, factor de forma geométrico, etc.

El concepto de factor de forma fue introducido en 1960 por Barenblat et al para modelar la transferencia de fluidos entre la matriz y las fracturas. En una simulación tradicional de modelos de Doble Porosidad o Doble Permeabilidad, el factor de forma se toma como un valor constante para un tamaño y geometría del bloque de matriz asumida y sirve como un multiplicador para el cálculo de la transmisibilidad matriz-fractura.

Desde su introducción, diferentes valores de factor de forma han sido propuestos en la literatura. A continuación se resumirán los diferentes factores de formas reportados.

Barenblantt et al (1960)

Propuso un modelo para YNF análogo a un modelo usado para transferencia de calor en medios heterogéneos. Ellos asumieron que el flujo de fluidos va de la matriz a las fracturas en estado estable.

La tasa de transferencia de fluidos por unidad de volumen de roca es calculada de la siguiente expresión:

$$\tilde{q} = \frac{\sigma k_m}{\mu} (\bar{p}_m - p_f) \quad (17)$$

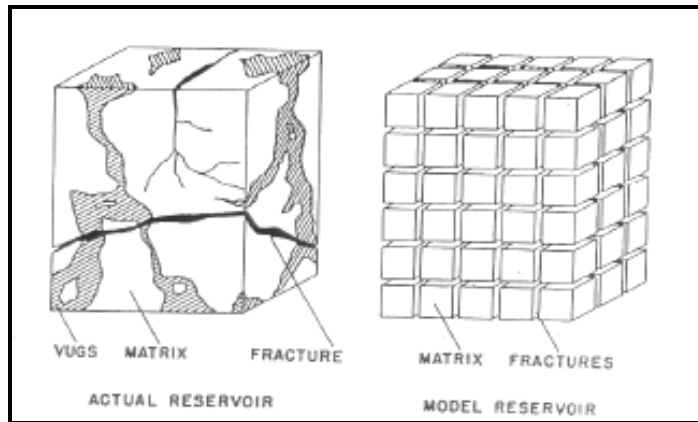
Donde σ es un factor de forma relacionado a la superficie de las fracturas, \bar{p}_m y p_f son las presiones promedio de la matriz y la fractura respectivamente y \tilde{q} es la tasa de transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

Varios investigadores adoptaron la ecuación 17 para modelar la transferencia de fluidos inter-poroso en sistemas de Doble Porosidad y Doble Permeabilidad para una y múltiples fases.

Warren & Root (1963)

Presentaron una aplicación de la ecuación 17 en su modelo de Doble Porosidad para el análisis de transiente de presión, asumiendo que el flujo inter-poroso ocurre bajo condiciones de estado pseudo-estable. Ellos propusieron una aproximación analítica para estimar el factor de forma asumiendo grupos de fracturas paralelas uniformemente distribuidas como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Celda de simulación en sistemas de Doble Porosidad según Warren & Root.



Fuente: Según Warren & Root, 1963.

Ellos postularon la siguiente ecuación para el factor de forma:

$$\sigma = \frac{4n(n+2)}{L^2} \quad (18)$$

Donde n es el número de dimensiones y L es el espaciamiento entre fracturas paralelas o longitud del bloque de matriz. Dependiendo del número de dimensiones L se puede expresar como:

$$L_{1D} = L_x$$

$$L_{2D} = 2L_x L_y / (L_x + L_y)$$

$$L_{3D} = 3L_x L_y L_z / (L_x L_y + L_x L_z + L_y L_z)$$

Kazemi et al (1976)

Presentó una expresión para el factor de forma que fue verificada mediante solución numérica de la ecuación de flujo multifásico similar a la propuesta por Warren & Root para una fase en modelos de Doble Porosidad. Kazemi et al también postularon y emplearon el término de permeabilidad relativa en la interacción matriz-fractura. La ecuación fue desarrollada usando una formulación

en diferencias finitas para un problema de flujo de una sola fase. Ellos propusieron la siguiente ecuación para el factor de forma:

$$\sigma = \alpha \sum_{k=1}^n 1/L_k^2 \quad (19)$$

Donde α es el prefactor de forma y tiene un valor de 4 para el trabajo realizado por Kazemi et al.

La ecuación 19 asume un gradiente de presión lineal de la fractura al centro del bloque de matriz.

Thomas et al (1983)

Desarrolló un modelo en 3D para flujo multifásico en sistemas de Doble porosidad. Al igual que Kazemi et al la función de transferencia matriz-fractura es una extensión de la desarrollada por Warren & Root y tiene en cuenta las fuerzas viscosa, capilares y de gravedad. El pre-factor α para la ecuación del factor de forma obtenido por Thomas et al es de 25 para 3D.

Coats (1989)

Mencionó que los valores del factor de forma propuestos por Kazemi et al eran demasiado bajo por un factor de 2. Por lo tanto, esta aproximación podría subestimar la eficiencia de la energía disponible para producir fluidos del bloque de matriz y usó un pre-factor de 8 en la ecuación 19.

Chang (1993)

Derivó una formula explicita para el factor de forma en una fase basado en la solución completa de la ecuación de difusión. Los resultados mostraron que el pre-factor α en la ecuación 19 era una función del tiempo, $\alpha = \alpha(t)$; pero rápidamente converge a un valor asintótico de π^2 .

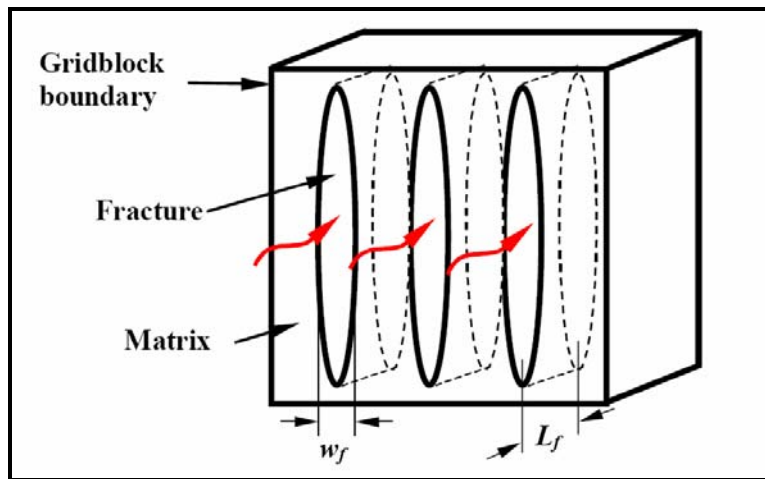
Lim & Aziz (1995)

Publicaron un resultado idéntico al obtenido por Chang empezando de la misma ecuación de difusión para una fase y también encontraron un valor de $\alpha = \pi^2$ para la ecuación 19.

Chang y Lim & Aziz también enfatizaron que el factor de forma no es una constante y es una función del tiempo.

Todas las expresiones descritas hasta ahora han sido desarrolladas en términos de la geometría de la matriz. Duguid & Lee (1977) consideraron un medio poroso con varias fracturas, las cuales son parecidas a tubos cilíndricos de área transversal elíptica como lo muestra la figura 6.

Figura 6. Representación de la celda de simulación en sistemas de Doble Permeabilidad según Duguid & Lee.



Fuente: Peñuela et al, 2002.

Ellos definieron el factor de forma en términos de las propiedades geométricas de las fracturas de esta forma:

$$\sigma = \frac{16}{\pi} \frac{\phi_f}{w_f L_f} \quad (20)$$

Actualmente, Peñuela et al desarrolló un factor de forma dependiente del tiempo para calcular la función de transferencia matriz-fractura. La ecuación expresa la tasa molar interporosa en términos de gradientes de pseudo-presión en la matriz, área superficial de la fractura, permeabilidad de la matriz y factor de forma variable.

Adicionalmente, se han desarrollado otros valores de factor de forma por diferentes autores en la literatura y se han resumido en la tabla 4 tomada de Peñuela et al.

Tabla 4. Valores del σL^2 según diferentes autores.

AUTORES	VALORES DE σL^2		
	Estratos (1D)	Columnas (2D)	Cubos (3D)
Warren & Root	12	32	60
Kazemi et al	4	8	12
Thomas et al	--	--	25
Coats	8	16	24
Kazemi & Gilman	--	--	29.6
Lim & Aziz	9.9	19.7	29.6
Quintard & Whitaker	12	28.4	49.6
Noetinger et al	11.5	27.1	--
Bourbiaux et al	--	20	--

Fuente: Peñuela et al (2002).

Van Heel & Boerrigter recomiendan que el factor de forma apropiado depende de los mecanismos físicos de recobro dominantes en el yacimiento como convección y difusión. Para los procesos dominados por convección (fuerzas viscosas y gravitacionales) como el drenaje gravitacional, ellos recomiendan el siguiente factor de forma:

$$\sigma = \frac{2}{L_k^2}$$

El cual es equivalente al factor de forma de Kazemi et al y explican que el factor de 2 en el numerador (en lugar del típico Kazemi prefactor de 4) es debido a que ellos asocian el factor de forma con el lado a la cual el flujo ocurre. Por otro lado, para los procesos de recobro dominados por difusión, como por ejemplo la expansión de fluidos, difusión de calor y químicos y la imbibición en contracorriente, ellos recomiendan los factores de forma anteriormente descritos por Coats, Chang y Lim &Aziz.

En definitiva, como se puede observar, existen diferentes valores de factor de forma reportados en la literatura. Cualquiera de estos valores puede utilizarse como punto de partida; debido a que prácticamente el factor de forma al igual que la permeabilidad y porosidad de la fracturas son frecuentemente utilizados como parámetros para el ajuste de historia.

El clásico procedimiento de ajuste de historia en el cual los parámetros del yacimiento son ajustados manualmente por prueba y error puede ser tedioso y consumidor de tiempo. Actualmente, existen diferentes técnicas para el ajuste de historia automático tales como los métodos de perturbación, gradiente y streamline, entre otros.

1.4.5 Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares en el Sistema de Fracturas. Los ingenieros usualmente han utilizado líneas rectas (corner-to-corner) de permeabilidades relativas y cero presión capilar para las fracturas en la simulación de los YNF, sin un entendimiento claro de cómo estos dos parámetros afectan la precisión de la simulación y sin un método práctico para la selección de valores alternos.

Las curvas de permeabilidades relativas convencionales en forma de líneas rectas fueron originadas en 1966 por Romm. Basado en sus experimentos de flujo entre dos platos paralelos de vidrios, Romm encontró que la permeabilidad relativa y la saturación de la fase tienen una dependencia lineal y también presión capilar cero. Los experimentos no tuvieron en cuenta los efectos de la rugosidad y la apertura de las fracturas y el comportamiento a escala de campo.

En 1990, Firoozabadi & Thomas publicaron en el sexto caso comparativo de la SPE (SPE6), su investigación sobre los aspectos físicos del flujo multifásico en yacimientos fracturados. En su trabajo concluyeron que el uso de presiones capilares diferente de cero afectaba drásticamente la predicción del recobro en métodos de recobro mejorado y en los que tienen gran influencia la mojabilidad. En el mismo año, Firoozabadi & Hauge publicaron un modelo para calcular las presiones capilares de un sistema basados en las características de la fractura como rugosidad, apertura y tensión interfacial.

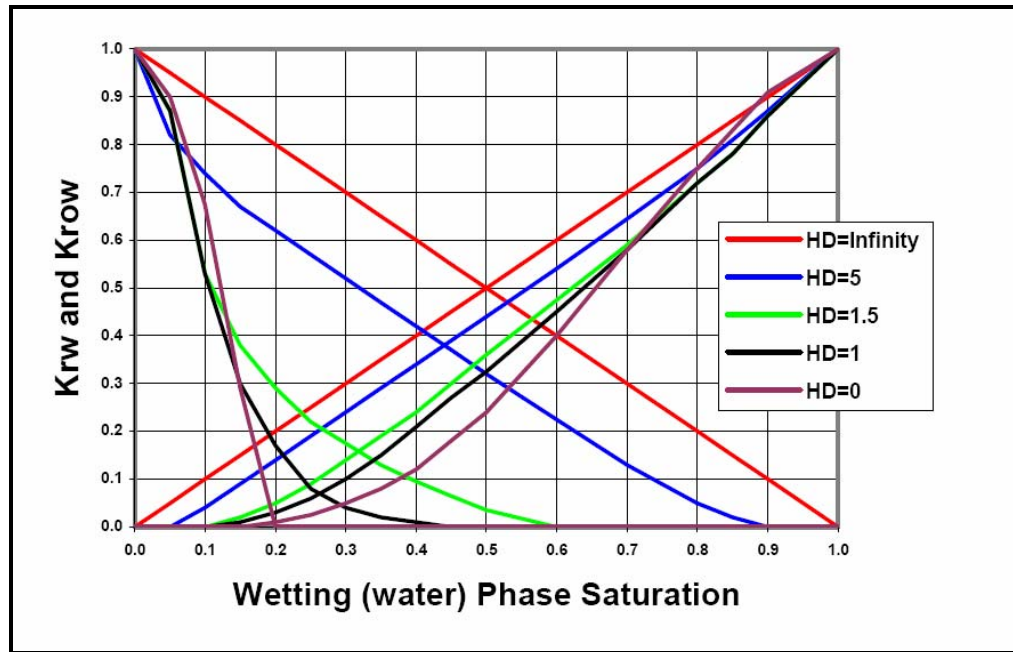
En 1994, Rossen y Kumar publicaron un refinado modelo de permeabilidades relativas para una fractura, la cual incluía la rugosidad y los efectos del flujo de la fase mojante cerca de las paredes de la fractura.

A continuación se resumirá el trabajo teórico realizado por Rossen & Kumar (curvas de permeabilidades relativas diferentes a líneas rectas) y Firoozabadi & Hauge (presión capilar diferente de cero).

Curvas de permeabilidades relativas

Las curvas de permeabilidades relativas obtenidas por Rossen & Kumar son mostradas en la figura 7.

Figura 7. Curvas de permeabilidades relativas para diferentes valores de altura adimensional, H_D .



Fuente: Rossen & Kumar, 1994.

El parámetro principal usado para la selección de la curva de permeabilidades relativas apropiadas para un yacimiento específico con fuerzas capilares y gravitacionales actuando, es la altura adimensional de la fractura, H_D , la cual es esencialmente una relación de las fuerzas gravitacionales con las fuerzas capilares en el sistema:

$$H_D = 4.7892 * 10^2 \frac{\Delta\rho H}{\gamma_o/w_o} \quad (22)$$

Donde H_D : altura adimensional de la fractura, $\Delta\rho$: diferencia de densidades entre las fases en lbm/pie^3 , H : altura de la fractura en pies, γ_o : tensión interfacial o superficial en dinas/cm y w_o : mitad de la apertura de la fractura en cm.

Curvas de presiones capilares

La presión capilar de la fractura derivada por Firoozabadi & Hauge convertida a su forma adimensional, P_{cfD} , es de la manera:

$$P_{cfD} = \frac{w_o P_c}{\gamma_o} \quad (23)$$

Donde P_c es la presión capilar.

Los valores de presión capilar adimensional P_{cfD} , como una función de la saturación de la fase mojante, son mostrados en la tabla 5. En la cual w_o puede ser dado en pulgadas, γ_o en libras por pulgada para calcular P_c en psi de la ecuación

$$P_c = \frac{P_{cfD} \gamma_o}{w_o} \quad (24)$$

Tabla 5. Valores de presión capilar de la fractura adimensional.

Saturación de la fase mojante	$P_{cfD} = \frac{w_o P_c}{\gamma_o}$
0,00	17,240
0,01	4,7400
0,02	3,8070
0,04	3,0160
0,06	2,5850
0,08	2,4420
0,10	2,2980
0,12	2,1540
0,14	2,0110
0,16	1,8670
1,00	0,8619

Fuente: Firoozabadi & Hauge.

En el 2005, De la Porte et al realizaron un estudio mediante simulación numérica, basados en los trabajos realizados anteriormente explicados por Rossen & Kumar y Firoozabadi & Hauge. Ellos indicaron que utilizar las curvas de permeabilidades

relativas en forma de línea recta puede llevar a un error de hasta el 70% en la predicción del recobro de aceite en sistemas agua-aceite y a subestimar hasta tres veces la producción de aceite en sistemas gas-aceite. Además, ellos propusieron las siguientes recomendaciones en sistemas gas-aceite:

- La curva de permeabilidades relativas en línea recta en sistemas gas-aceite pueden ser usadas en el sistema de fracturas.
- En sistemas gas-aceite con gas invadiendo las fracturas, la presión capilar se debe usar diferente de cero cerca de las fracturas o en las fracturas con apertura de 100 micrones o menos.

2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Durante las últimas décadas, los yacimientos de gas condensado están siendo considerados de gran importancia tanto desde el punto de vista económico como desde el punto de vista estratégico, a tal punto que se está llevando a cabo la exploración a mayores profundidades y a más altas presiones y temperaturas.

Estos yacimientos presentan un comportamiento complejo debido a la existencia de un sistema de fluidos de dos fases (gas y condensados). La segunda fase se genera por la precipitación de líquidos (liquid dropout) cuando la presión de los pozos se encuentra por debajo del punto de rocío. Esta condensación de líquidos origina dos problemas: (1) reducción de la productividad del pozo y (2) presencia de condensados que bloquean la producción de gas (Barandianran, 2006).

En las siguientes secciones se describirán algunos conceptos y características de yacimientos de gas condensado que se deben tener en cuenta para el estudio de este tipo de yacimientos.

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS

2.1.1 Temperatura crítica

Se define como la máxima temperatura a la cual un componente puro puede existir como líquido.

2.1.2 Presión crítica

Es la presión de vapor de una sustancia en su temperatura crítica.

2.1.3 Punto de rocío (Dew point)

Es la temperatura a una presión dada o la presión a una temperatura dada, en la cual se empieza a condensar líquido a partir de un gas o vapor.

2.1.4 Temperatura cricondentermica

Es la mayor temperatura a la cual las fases líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

2.1.5 Presión cricondenbarica

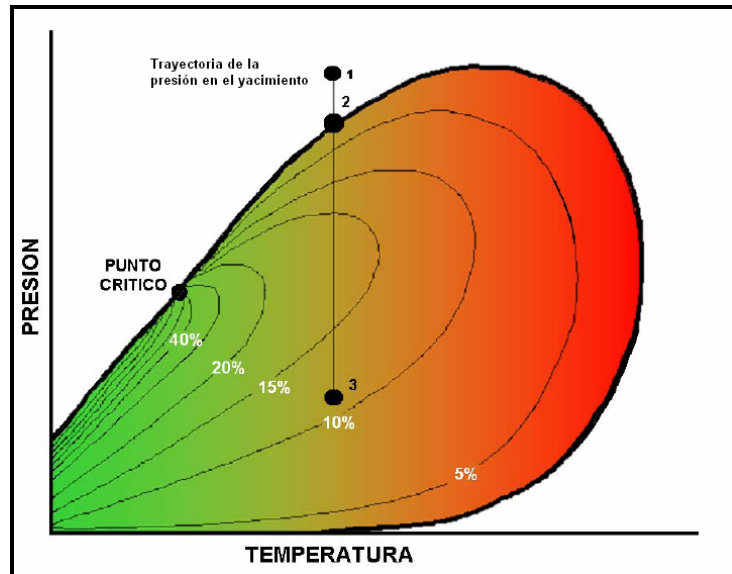
Es la mayor presión a la cual las fases líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Todos los yacimientos pueden ser clasificados de acuerdo a la localización de su presión y temperatura inicial con respecto a la región de dos fases gas-líquido. El caso especial de los yacimientos de gas condensado, se diferencian de los demás yacimientos por dos características. La primera hace referencia a que se puede condensar una fase líquida en el yacimiento durante el proceso isotérmico de agotamiento de presión (comportamiento retrógrado) y la segunda hace referencia a que el líquido se revaporiza cuando el agotamiento de la presión pasa a la zona de comportamiento retrógrado.

La figura 8 describe el diagrama de fase para una mezcla de hidrocarburos con el fin de explicar este tipo de comportamiento.

Figura 8. Diagrama de fases para una mezcla de hidrocarburos describiendo la trayectoria de la presión en yacimientos de gas condensado.



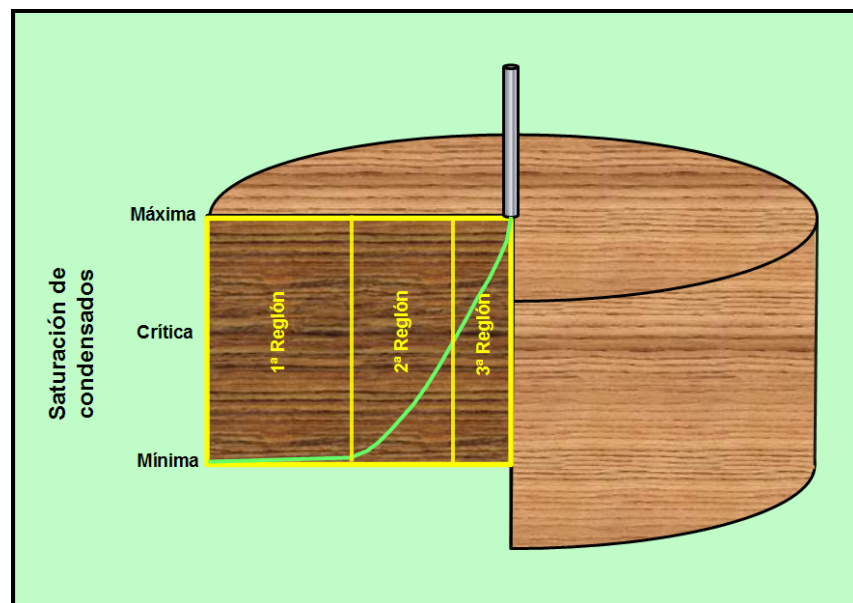
Cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima o cercana a la presión de rocío, solo existirá gas (fluido monofásico), el cual es referenciado con el número 1 en la figura 8. A medida que se lleva a cabo la producción, ocurre la declinación de la presión (proceso que se asume isotérmico dentro del yacimiento) y se forma una fase de hidrocarburo líquido debido a que la presión cae por debajo de la presión del punto de rocío, punto 2 en la figura 8. El porcentaje de condensados precipitados en el yacimiento incrementa hasta alcanzar un máximo. Este proceso es conocido como condensación retrograda. Posteriormente, la fracción de condensado empieza a disminuir como consecuencia de la revaporización a medida que la presión continua reduciéndose (Barandianran, 2006).

2.3 REGIONES DE SATURACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Recientemente, se han desarrollado un modelo de tres regiones para caracterizar el flujo en yacimientos de gas condensado.

La figura 9 representa esquemáticamente las regiones de saturación de condensados, las cuales serán explicadas a continuación.

Figura 9. Representación esquemática de las regiones de saturación de condensados.



La primera región corresponde a la parte más alejada del pozo y solo la fase gas esta presente, debido a que la presión es mayor a la presión de punto de rocío. Esta región se caracteriza por tener tasas de flujo bajas y presiones altas.

La segunda región, tiene una presión menor que la presión de punto de rocío, pero el condensado que se forma permanece inmóvil debido a que la saturación aun no alcanza los niveles de saturación crítica. Esta región se caracteriza por tasas de flujo bajas y tensiones interfaciales bajas.

Por último, la tercera región esta localizada cerca al pozo y es donde se encuentra la mayor acumulación de líquidos. Regularmente, en esta región la presión de fondo fluyendo se encuentra por debajo de la presión de rocío. Cuando esto ocurre, la condensación retrograda lleva a la segregación y movilización de condensados hacia los pozos productores. La fase líquida se acumula en los alrededores de la cara del pozo, lo cual disminuye progresivamente la entregabilidad del gas. Además de esto, el gas producido se vuelve más liviano y por lo tanto menos comerciable. En esta región prevalecen altas tasas de flujo y tensiones interfaciales (Lombard et al, 1997).

2.4 SIMULACIÓN DE FLUIDOS COMPOSICIONALES

La selección de un simulador de yacimientos depende muchos factores tales como los objetivos de estudio, el tipo de fluidos y las dimensiones del sistema, entre otros. Dependiendo del tipo de fluido podemos encontrar simuladores de fluidos composicionales y de aceite negro (black-oil). Los simuladores composicionales representan el fluido como una mezcla de n-componentes hidrocarburos; mientras que los simuladores de aceite negro pueden ser considerados como un simulador composicional con tres componentes (gas, aceite y agua); en el cual se puede tener gas disuelto en la fase aceite, o aceite disuelto en la fase gas.

En la simulación composicional las propiedades de las fases gas-aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y de la composición y en las últimas décadas por ecuaciones de estado.

El tipo de fluido es necesario para decidir que tipo de simulador utilizar. Los registros de pozos pueden distinguir entre aceite y gas, pero no puede ser usado para clasificar el tipo de fluido. Una mejor forma de clasificar el tipo de fluido es por

medio de un diagrama de fase (presión-temperatura) como el descrito en la figura 8 en la sección 2.2.

Como regla del dedo gordo, simulación composicional podría ser usada para modelar yacimientos de aceite volátil y de gas condensado, cuya composición varía continuamente al existir pequeños cambios de presión o temperatura, mientras que el aceite negro y gas seco son modelados más eficientemente por simuladores de aceite negro. La aplicabilidad de esta regla depende de los objetivos del estudio (Fanchi, 2001).

3. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GAS

La inyección de gas natural fue el primer método para mejorar el recobro de petróleo y se uso inicialmente a comienzos del año 1900 con fines de mantenimiento de presión en el yacimiento. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado además de aumentar la energía, desplaza el petróleo en el yacimiento.

Debido a que el gas es más liviano que el petróleo, este tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Generalmente la extracción de hidrocarburos se realiza en la zona de aceite ubicada debajo de la capa de gas, si es así, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener una producción relativamente elevada, recobrando en un tiempo mas corto, lo que por medio natural requeriría un tiempo más largo. Además de esto, el gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta su presión. Consecuentemente, los pozos productores pueden mantener la tasa de producción a un nivel mas elevado durante la vida productiva del campo.

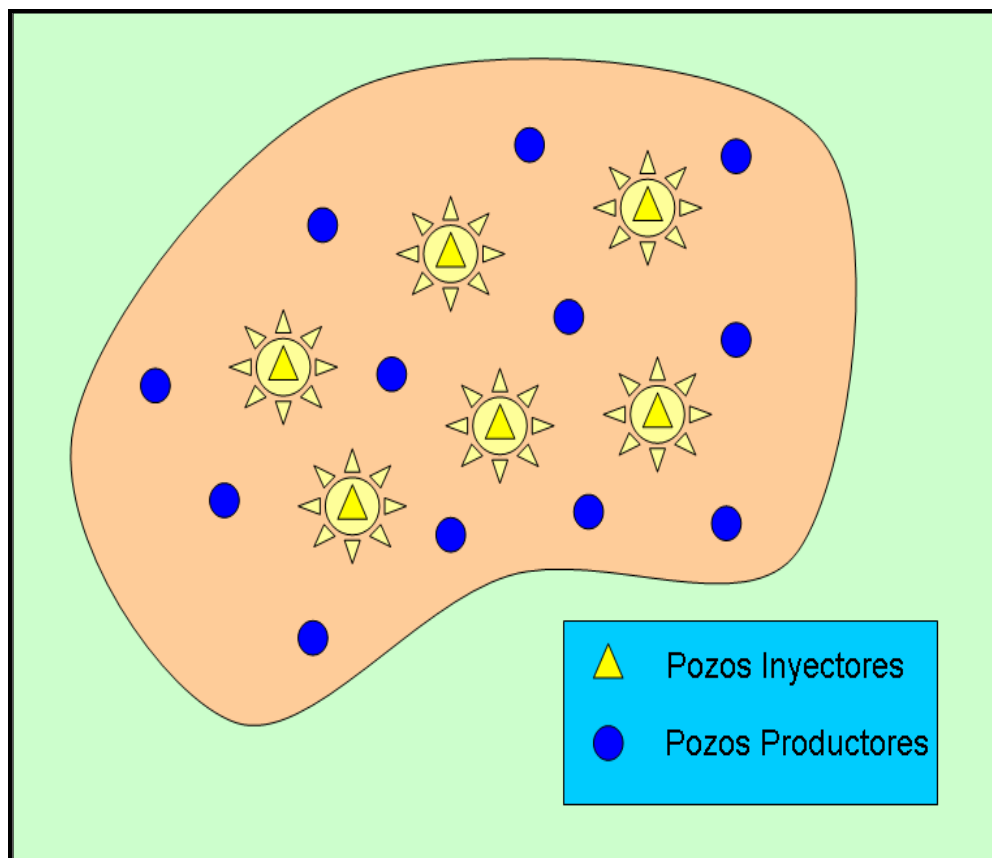
Las operaciones de inyección de gas se clasifican generalmente en dos tipos: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa. En las dos siguientes secciones se describirán los tipos de inyección de gas y sus respectivas características (Paris, 2001).

3.1 INYECCIÓN DE GAS INTERNA O DISPERSA

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Por lo general, se aplica en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. En este caso el gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

La figura 10 representa una configuración de pozos inyectoros y productores en un yacimiento sometido a la inyección de gas interna.

Figura 10. Inyección de gas interna.



Fuente: Paris, 2001.

3.1.1 Características

- Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección y los pozos se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento.
- La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

3.1.2 Ventajas

- Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
- La cantidad de gas inyectado puede optimizarse, mediante el control de producción e inyección de gas.

3.1.3 Desventajas

- Generalmente, la eficiencia del recobro aumenta 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 formado por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia del recobro sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.

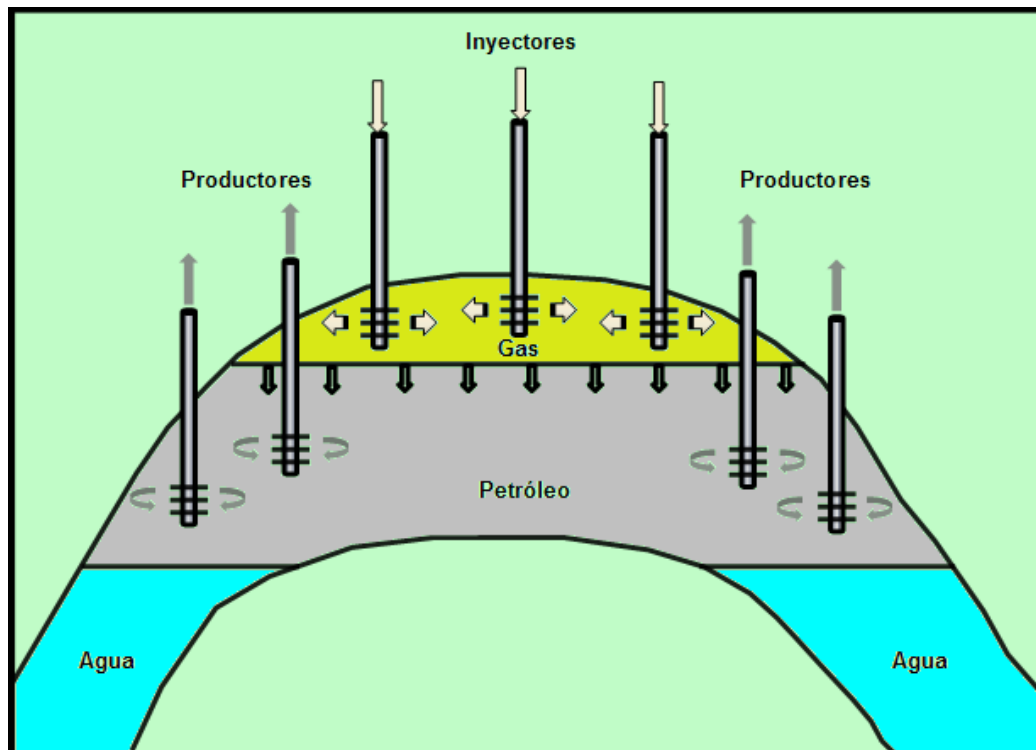
- La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

3.2 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 debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

La figura 11 ilustra la ubicación de los pozos inyectoros y productores en un anticlinal sometido a la inyección de gas externa.

Figura 11. Inyección de gas externa.



Fuente: Paris, 2001.

3.2.1 Características

- Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.
- Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales.
- 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 determinado yacimiento depende de la inyektividad y de los puntos de inyección que se necesiten.

3.2.2 Ventajas En comparación 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.
- La eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

3.2.3 Desventajas

- Requiere 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.

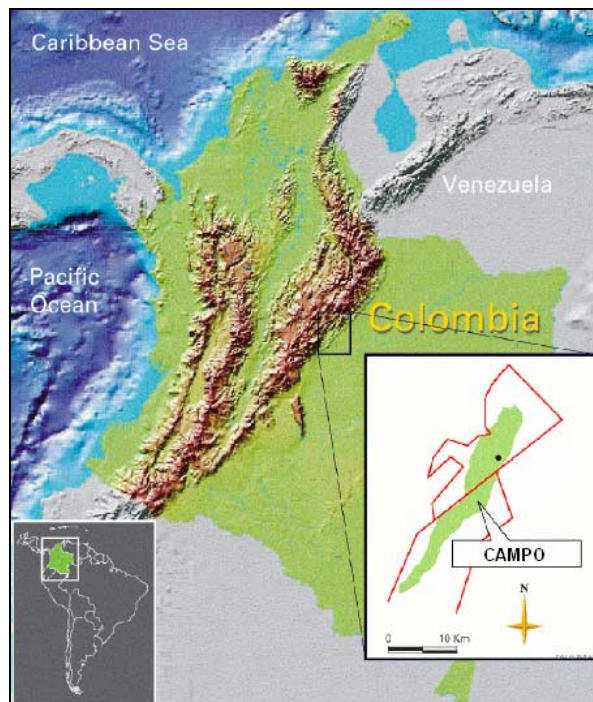
4. GENERALIDADES DEL CAMPO BAJO ESTUDIO

Para la ejecución de este trabajo de grado se utilizó el área central de una de las más grandes acumulaciones de hidrocarburos descubiertas en Colombia. Esta se encuentra ubicada en el piedemonte llanero como lo describe la figura 12.

Por razones de confidencialidad se le representará de aquí en adelante como campo o yacimiento.

El campo fue descubierto en 1992, pero su producción formal empezó en 1998. El yacimiento es una anticlinal prolongada y compresivamente fallada de aproximadamente 25 km de largo por 3 km de ancho; la cual fue formada con el levantamiento de la cordillera de los Andes durante el periodo Paleógeno.

Figura 12. Mapa de ubicación del campo bajo estudio.

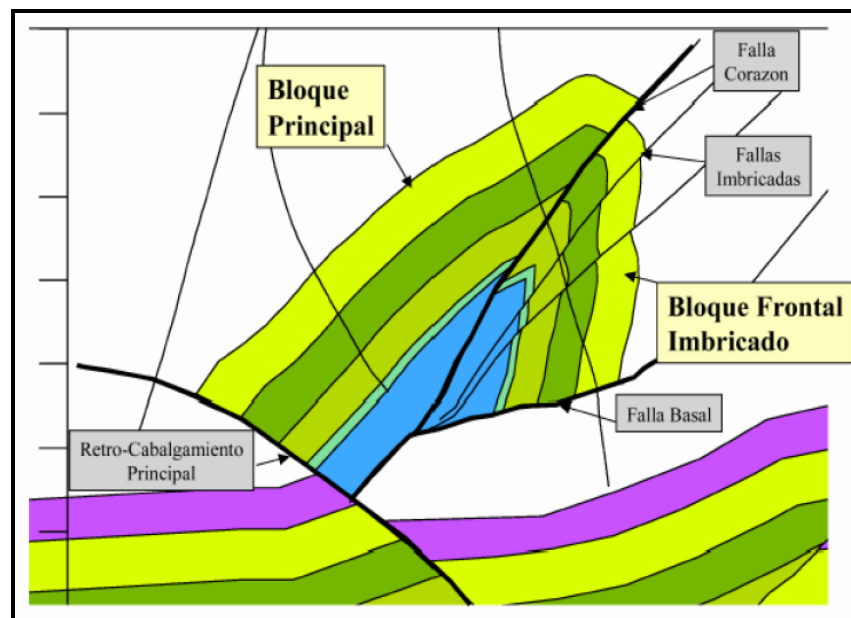


Fuente: Aguirre.

4.1 INFORMACIÓN ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO

Como se resaltó anteriormente, la estructura que define el yacimiento es un anticlinal asimétrico de alto ángulo, limitado por la falla que se clasifica como fault propagation fold (ECOPETROL-ICP, 2001). La figura 13 representa la sección estructural detallada del campo.

Figura 13. Sección estructural detallada del campo.



Fuente: Martínez.

En la parte norte del campo, la estructura esta conformada por dos altos estructurales asociados a los bloques levantados de la falla frontal y del retrocabalgamiento, separados por una estructura sinclinal. Como rasgos secundarios se tiene una serie de pequeños retrocabalgamientos en dirección similar al cabalgamiento principal.

El campo esta conformado predominantemente por arenas fluviales y marinas de poca profundidad y comprende tres grandes formaciones productoras de

hidrocarburos presentes en la cuenca, las cuales se representarán como formaciones A, B y C; siendo la formación A la que mayor aporta a la producción.

Diversos estudios realizados en el campo han identificado diferentes tipos de heterogeneidades de las cuales podemos resaltar tres.

1. Un sistema de fracturas naturales responsables del 50 al 80% de la permeabilidad total (pero muy poca porosidad).
2. Un sistema de estratificación a gran escala debido a la permeabilidad que se extiende por todo el campo. La matriz tiene un rango de permeabilidad de 1 a 10 mD.
3. Una heterogeneidad a menor escala relacionada a la arquitectura de los canales fluviales; la cual representa un alto espesor neto (>80%) y una distribución de permeabilidad relativamente estrecha de la arena principal.

4.2 SISTEMA DE HIDROCARBUROS

El yacimiento se clasifica como gas condensado rico, del cual se le han estimado aproximadamente 1.000 millones de barriles de fluido original, con una relación gas-aceite producido inicial de 3.500 SCF/STB y una producción de aproximadamente 150 MSTB/D sometido a inyección de gas pobre. Actualmente, el campo contiene perforado 39 pozos de los cuales 10 son inyectores de gas.

La columna de hidrocarburos cubre un espesor bruto de aproximadamente 5.000 pies, en la cual la temperatura incrementa de 240°F en la cresta hasta 300°F cerca al contacto agua-hidrocarburo.

Las condiciones geológicas y termodinámicas implican un complejo comportamiento de fases y propiedades PVT de los fluidos del yacimiento. El condensado obtenido en superficie posee una gravedad API de aproximadamente 43°.

La distribución de la presión de rocío contra profundidad se estimó variar de 5.300 a 5.350 psi de un típico diagrama de fases presión-temperatura. Cuando los fluidos son depletados por debajo de la presión de rocío, se precipitan una cantidad aproximada de 40 a 45% de condensados líquidos.

4.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE FRACTURAS

La información obtenida del sistema de fracturas naturales conductivas en el campo ha sido obtenida de un amplio rango de fuentes. Estas fuentes incluyen corazones, registros UBI (ultrasonic borehole imaging), pruebas de registros de producción (PLT), campos y afloramientos análogos, historia de perforación (perdida de lodo de perforación), modelos geomecánicos, pruebas de Buildup e interferencia (que miden la anisotropía a gran escala) y datos dinámicos tales como trazadores de gas y GOR.

El sistema de fracturas consiste de varios corredores de fracturas que van de 0,1 a 1 Km de extensión, las cuales poseen una variedad de intensidad y orientación en diferentes partes del campo.

Estas fracturas actúan como canales de flujo y causan irrupciones tempranas del gas inyectado. Comparaciones de capacidades de flujos, kh , estimadas de PBU's indican valores de tres o mas veces mas altos que los arrojados por los datos de corazones.

5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

Para la ejecución de este trabajo se seleccionó el área central del campo bajo estudio. Esta parte del yacimiento se encuentra a una profundidad que va de los 10.517 pies en el tope de la formación a los 15.250 pies en la base (todas las profundidades están dadas con respecto al nivel de mar). La estructura contiene 3 formaciones productoras llamadas formación A, B y C, con espesores promedios de 525, 449 y 523 pies respectivamente. Estas formaciones están intercaladas por formaciones de shales entre ellas.

El área bajo estudio contiene 7 pozos productores y 1 pozo inyector de los cuales se utilizaron 3 pozos llamados “ProdA” (convertido a “InjeA”), “ProdB” y “Prodc” para comparar sus historias de producción con los resultados obtenidos de las diferentes sensibilidades realizadas tanto al modelo homogéneo (sin fracturas), como al modelo heterogéneo (con fracturas).

Las razones por las cuales se seleccionaron estos pozos son las siguientes:

- Cercanía de los pozos productores a los pozos inyectores.
- Factibilidad en la obtención de la historia de producción de cada uno de ellos.
- Caracterización de fracturas proveniente de análisis de corazones y registros UBI para algunos de estos pozos.
- Los pozos se encuentran perforados solamente en el bloque principal de la estructura y no en los bloques imbricados descritos en la figura 13; lo cual constituye una reducción de celdas en las simulaciones.

5.1 DIMENSIONES Y PROPIEDADES DEL ENMALLADO

La geometría del enmallado utilizado en el modelo de simulación es de tipo “Corner Point” donde las coordenadas de cada celda son provistas independientemente. Las dimensiones del enmallado son de 12x12x19 como se denota en la figura 14 y divididos de la forma descrita en la tabla 6.

Figura 14. Enmallado utilizado en el modelo.

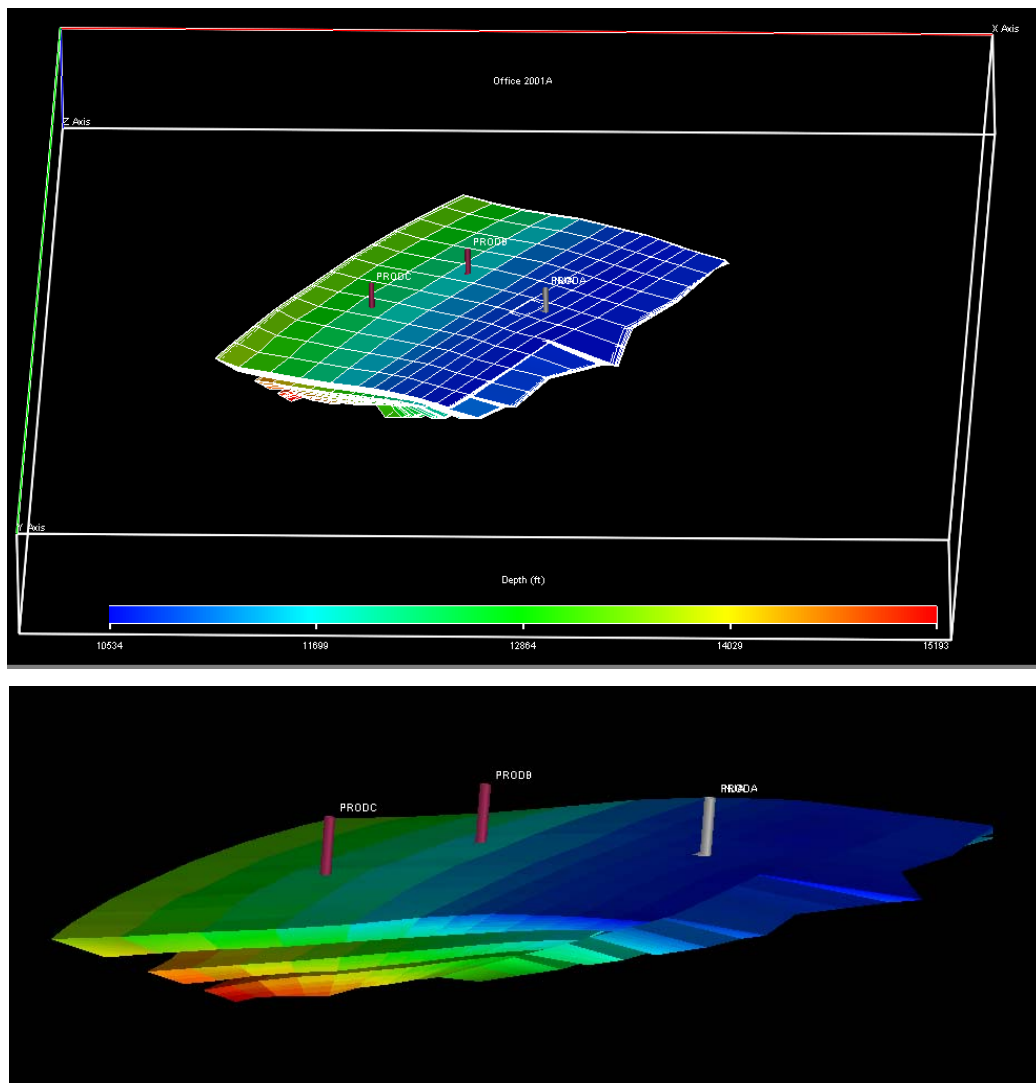


Tabla 6. Número de estratos de cada formación y sus respectivos valores de Z en el modelo.

FORMACIÓN	NÚMERO DE ESTRATOS	z
Formación A	8	1-8
Formación Shale	1	9
Formación B	4	10-13
Formación Shale	1	14
Formación C	5	15-19

Las propiedades petrofísicas utilizadas en el modelo varían para cada celda. La tabla 7 resume las propiedades promedios como “Net To Gross”, permeabilidad absoluta y porosidad para cada formación.

Tabla 7. Valores promedios de las propiedades petrofísicas para cada formación.

	NTG	PERMEABILIDAD mD	POROSIDAD
Formación A	0,4457	6,2683	0,0466
Formación B	0,6658	2,9844	0,0477
Formación C	0,5055	8,9779	0,0587
Modelo	0,5390	6,0769	0,0510

5.2 ECUACIÓN DE ESTADO Y CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Como se mencionó anteriormente el yacimiento es de gas condensado, por lo cual sus propiedades PVT fueron modeladas mediante la ecuación de estado de Peng-Robinson.

El fluido fue representado por 12 pseudo-componentes llamados N_2 , CO_2 , C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_{5-6} , C_{7-10} , C_{11-14} , C_{15-20} , C_{21-29} , C_{30+} .

La composición del fluido fue asignada con respecto a la profundidad. La tabla 8 describe la composición para cada componente en el modelo a una profundidad de 13.456 pies.

Tabla 8. Composición para cada pseudo-componente a una profundidad de 13.456 pies.

Pseudo-componente	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅₋₆	C ₇₋₁₀	C ₁₁₋₁₄	C ₁₅₋₂₀	C ₂₁₋₂₉	C ₃₀₊
Composición	0,4	3,2	62,7	9,7	5,5	3,5	3,3	5,9	2,3	2,0	1,1	0,5

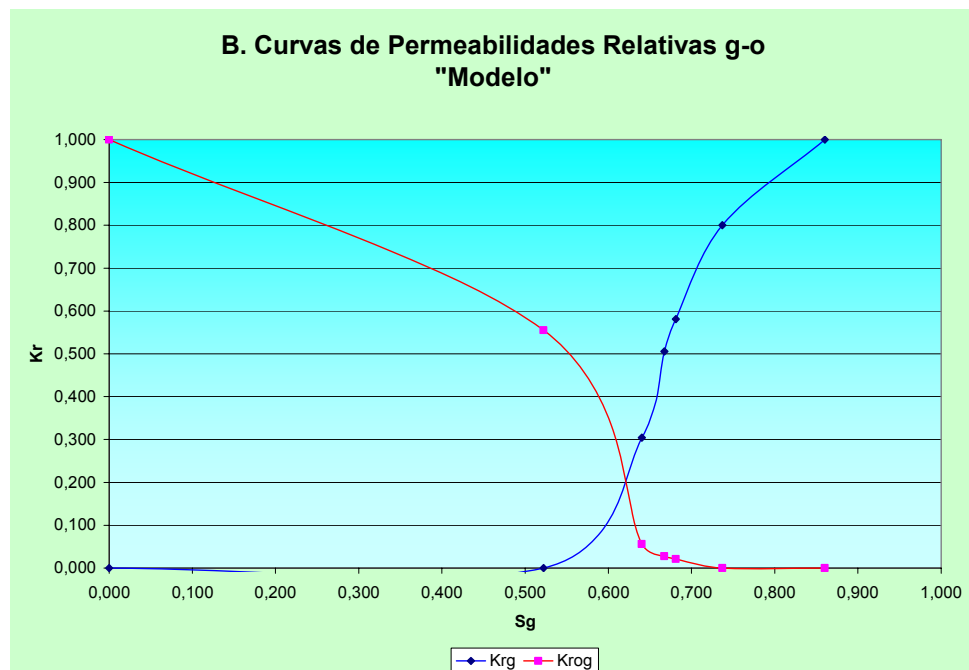
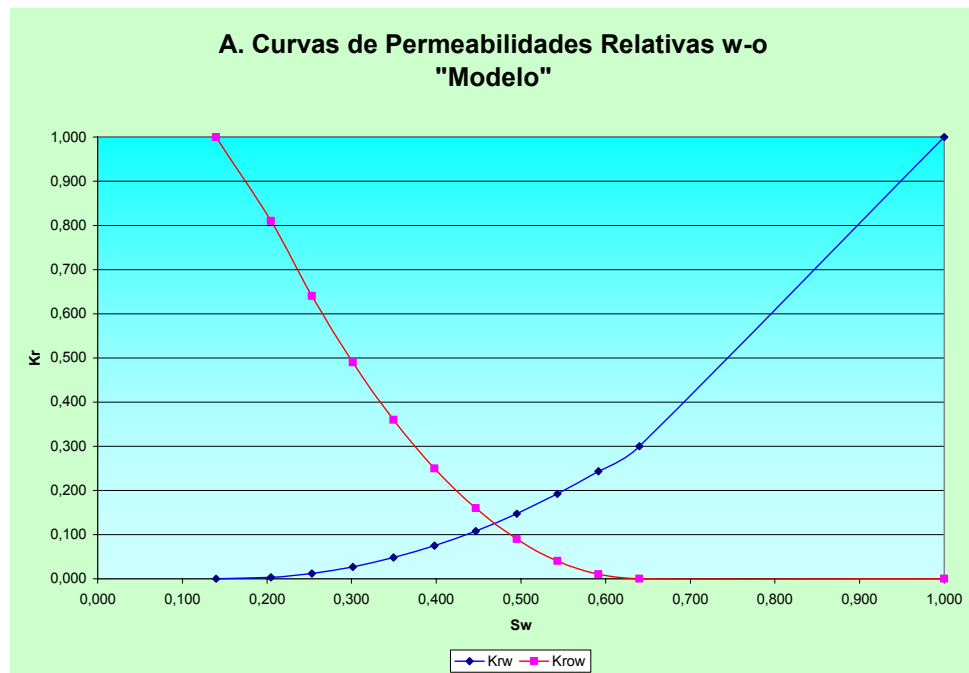
Inicialmente se asignaron cuatro curvas de permeabilidades relativas al modelo, las cuales son representadas en la figura 15.

En la figura 15.A. se ilustran las curvas de permeabilidades relativas agua-aceite (w-o) para el modelo. Esta representa una saturación de agua connata de 0.14 para el modelo. Además la curva de K_{rw} fue prolongada hasta $K_{rw}=1$ para darle movilidad al agua debajo del contacto agua-hidrocarburos.

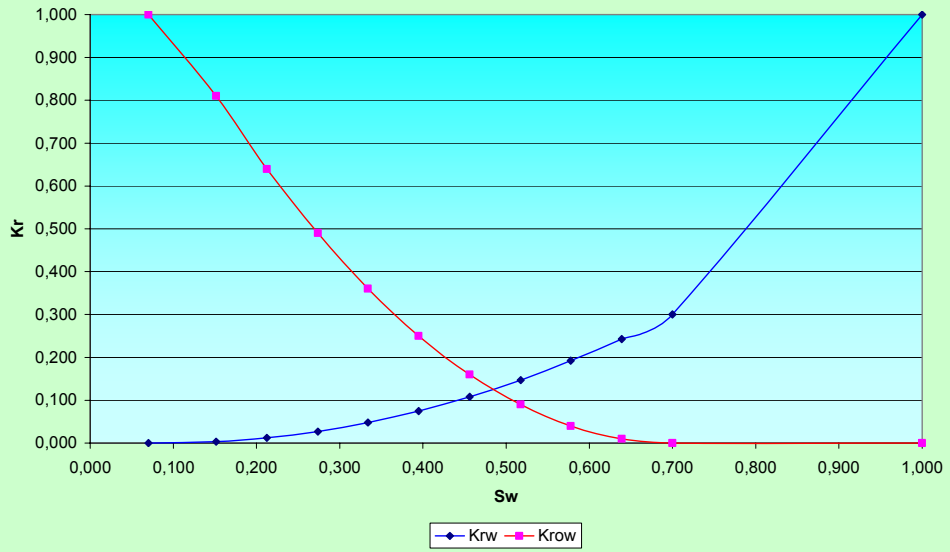
La figura 15. B. describe las permeabilidades relativas gas-aceite para el modelo; en ella se puede notar una saturación crítica de gas de 0.522 y una saturación de gas de 0.737 en la cual los condesados se vuelven móviles.

La figura 15.C. y 15.D. representan las permeabilidades relativas w-o y g-o respectivamente para los pozos; estas demuestran un comportamiento similar las curvas del modelo, con diferencias en la $S_{wc} = 0.07$ y una saturación de gas de 0.911 en la cual los condesados se vuelven móviles. Estas diferencias se consideraron para modelar el comportamiento de los condesados de gas cercanías de los pozos.

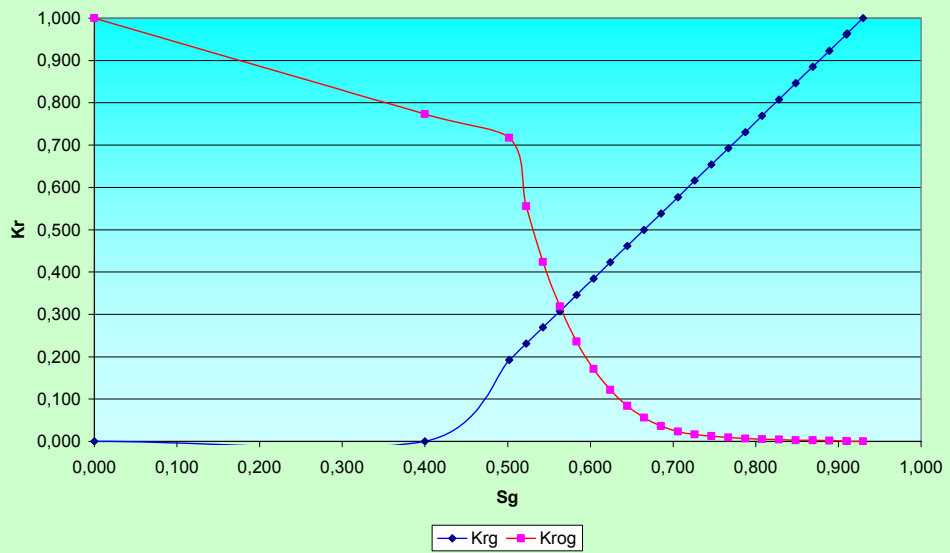
Figura 15. Curvas de permeabilidades relativas.



**C. Curvas de Permeabilidades Relativas w-o
"Pozos"**



**D. Curvas de Permeabilidades Relativas g-o
"Pozos"**



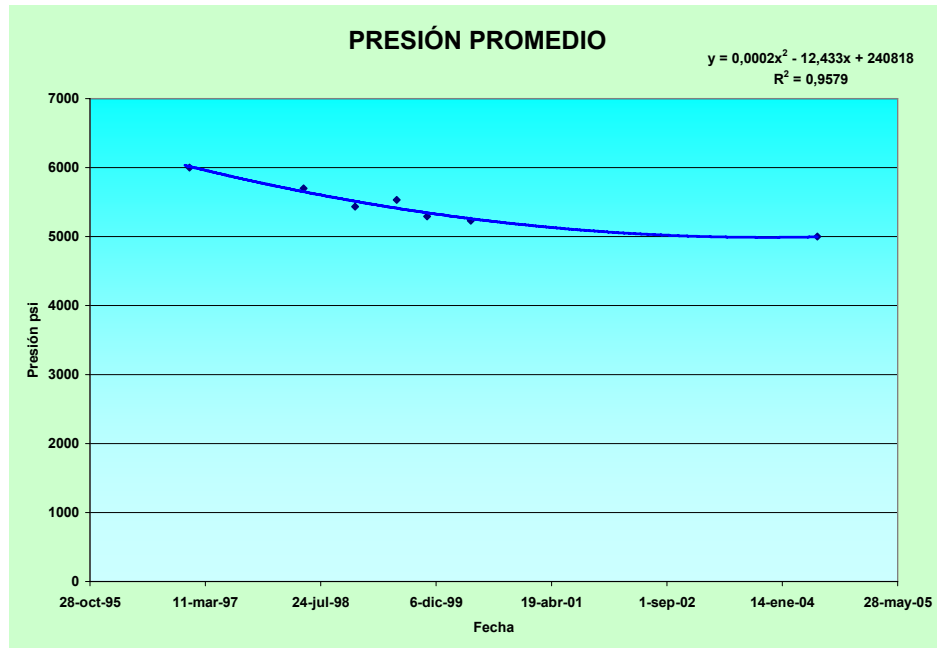
5.3 ESTADO INICIAL DEL YACIMIENTO “INICIALIZACIÓN”.

La presión promedio inicial del modelo fue de 6.000 psi @ 13.400 pies (datum) y fue obtenida de la interpolación de las presiones calculadas de las pruebas de presión (PBU) elaboradas en los pozos de interés. La tabla 9 y la figura 16 muestran las presiones obtenidas de las pruebas de presión realizadas a los pozos de interés.

Tabla 9. Presiones promedio obtenidas de pruebas de presión.

Fecha	Presión psi	Pozo
02-01-97	6000	Interpolada
10-05-98	5700	ProdA
20-12-98	5435	ProdA
19-06-99	5535	ProdC
28-10-99	5295	InjeA
04-05-00	5230	ProdB
13-06-04	5000	InjeA

Figura 16. Historia de presiones promedio obtenidas de pruebas de presión.



Las presiones de rocío varían de 5.266 en el tope a 5.400 en la base de la estructura. Por consiguiente; inicialmente el yacimiento se encuentra subsaturado y no hay condensados presentes.

El contacto agua-hidrocarburos se ubicó a una profundidad de 15.253 pies.

La fecha de inicio de la simulación es el 2/Ene/1997, la cual concuerda con el inicio de la producción del pozo ProdA.

La separación de fluidos fue modelada con un separador de cuatro etapas cuyas condiciones de operación son descritas en la tabla 10.

Tabla 10. Condiciones de operación del separador.

Etapa	Temperatura °F	Presión psi
1	165	850
2	149	251
3	140	68
4	60	14,7

5.4 ESTADO MECÁNICO E HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS.

El modelo base contiene 3 pozos llamados ProdA, ProdB y ProdC; de los cuales se describirán detalladamente a continuación.

El ProdA es uno de los pozos descubridores, por lo tanto es uno de los primeros pozos puestos en producción en el yacimiento. Este se encuentra ubicado en la cresta de la estructura y esta perforado solo en la formación A. Este pozo produjo de Ene/97 hasta May/98, fecha en la cual es convertido a inyector de gas pobre y simultáneamente llamado InjeA para efectos de simulación.

Las figuras 17, 18 Y 19 muestran la producción de gas, aceite y GOR para el pozo ProdA. La producción de agua del ProdA es casi nula a través del tiempo que estuvo en producción, por lo tanto no se tuvo en cuenta.

El pozo injeA comienza a inyectar gas pobre en Ago/98 solo en la formación A. La figura 20 describe la tasa de inyección del pozo InjeA a través del tiempo.

El pozo ProdB se encuentra ubicado en el flanco de la estructura. Su producción empieza un mes después del pozo ProdA, en Feb/97 y se encuentra completado

en las tres formaciones del modelo al inicio de la simulación; pero a finales de Jun/01 la formación A es cerrada por altísimos valores del GOR y solo produce por las formaciones B y C. Las figuras 21, 22, 23 y 24 muestran la historia de producción de gas, aceite, agua y GOR para el pozo ProdB. En esta última se puede notar como el GOR aumenta agudamente antes de cerrar la formación A.

El pozo ProdC al igual que el ProdB se encuentra ubicado en el flanco de la estructura. El pozo ProdC fue completado solo en la formación A en Sep/98, exactamente un mes después de iniciar la inyección de gas. Las figuras 25, 26, 27 y 28 muestran la historia de producción de gas, aceite, agua y GOR para el pozo ProdC.

Todos los pozos fueron controlados por tasa de producción o inyección o de gas, debido a que el fluido en el yacimiento es gas condensado.

Figura 17. Producción histórica de gas ProdA.

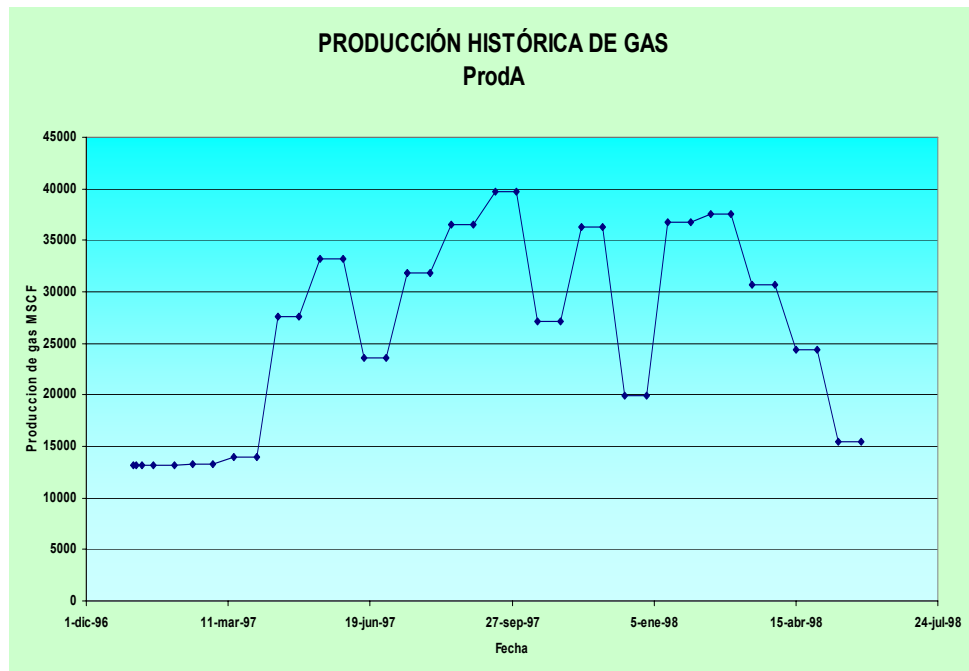


Figura 18. Producción histórica de aceite ProdA.

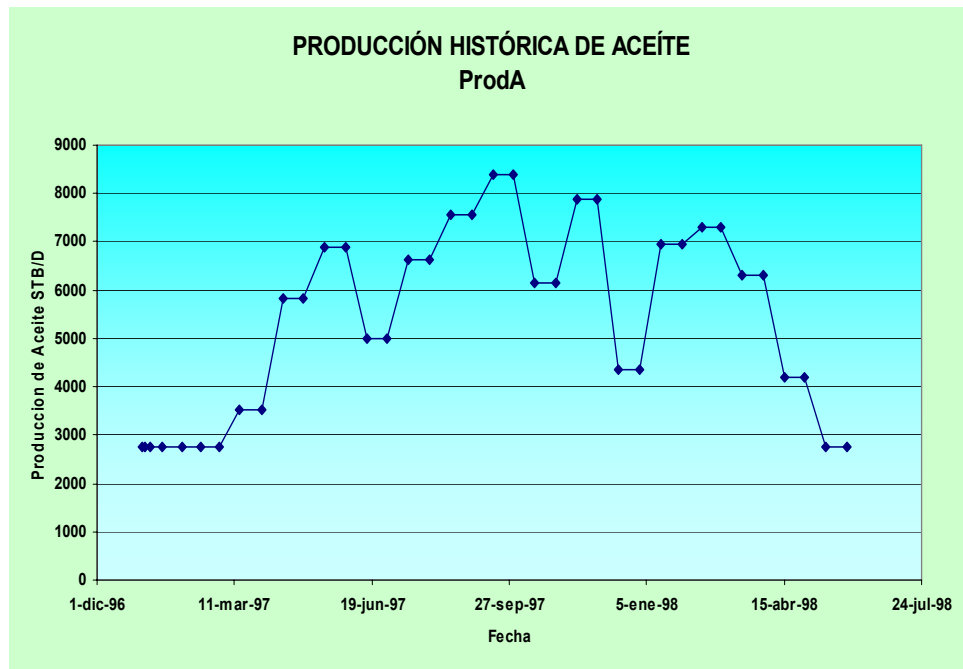


Figura 19. Relación gas-aceite producido GOR ProdA.

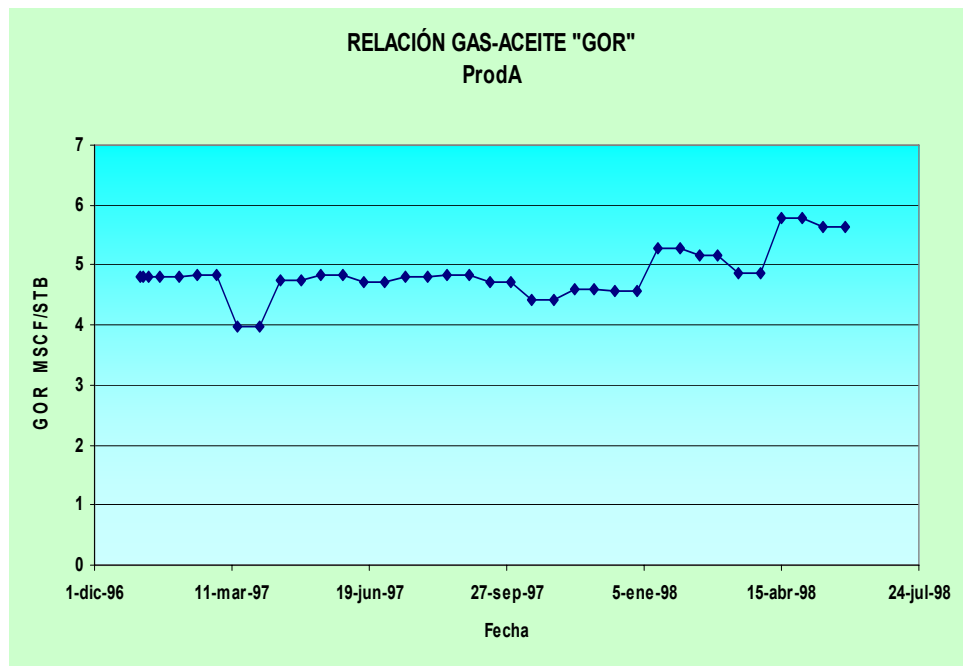


Figura 20. Tasa de inyección de gas InjeA.

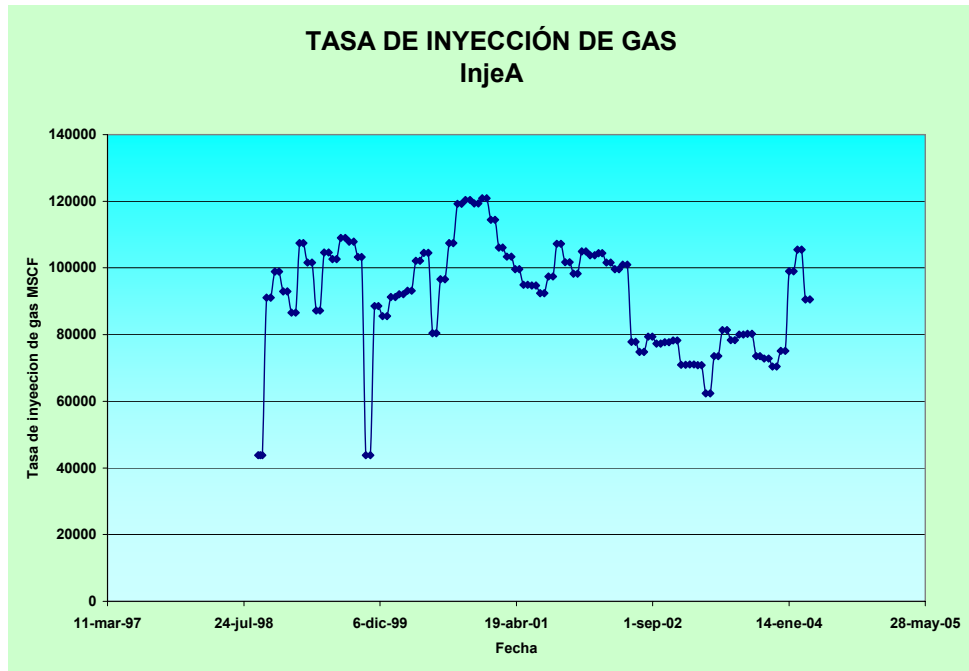


Figura 21. Producción histórica de gas ProdB.

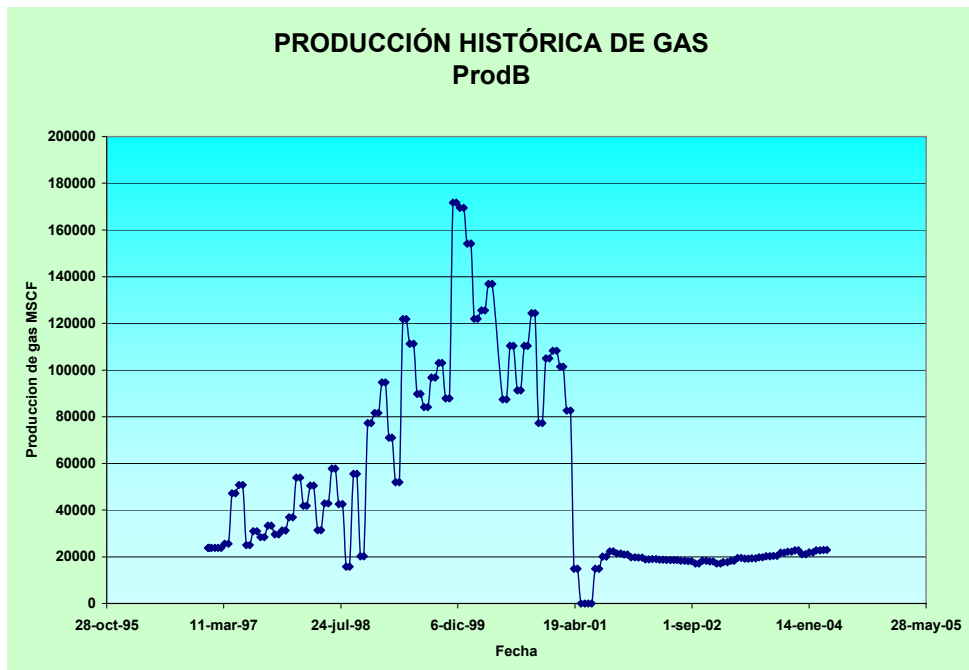


Figura 22. Producción histórica de aceite ProdB.

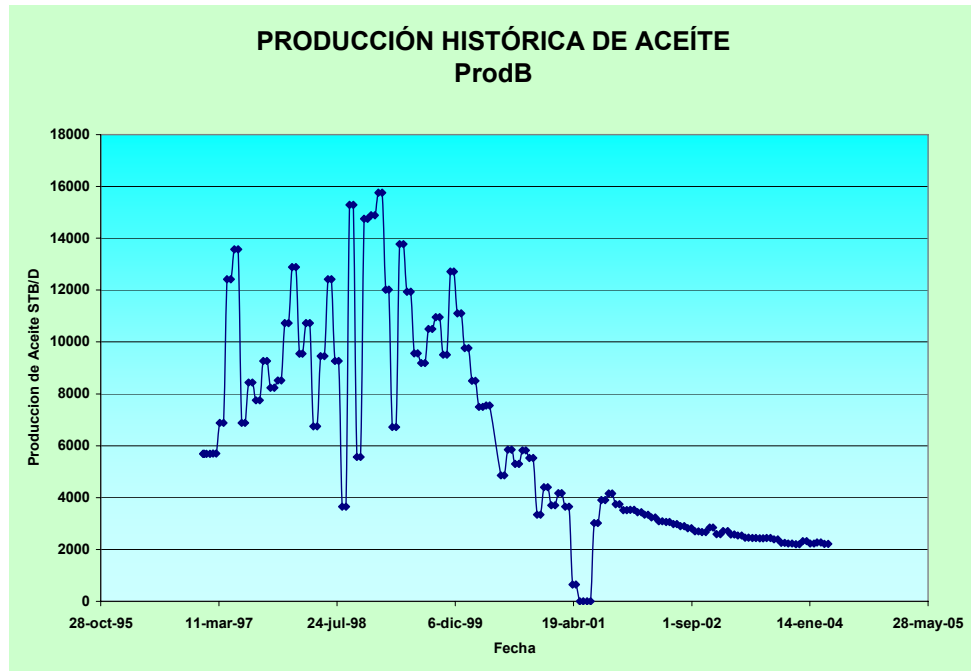


Figura 23. Producción histórica de agua ProdB.

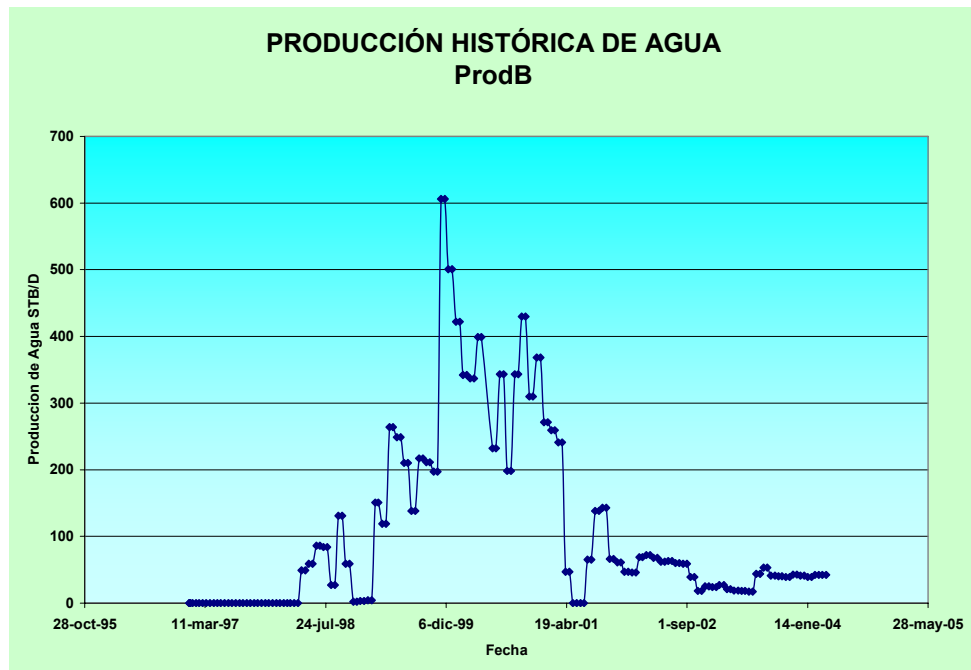


Figura 24. Relación gas-aceite producido GOR ProdB.

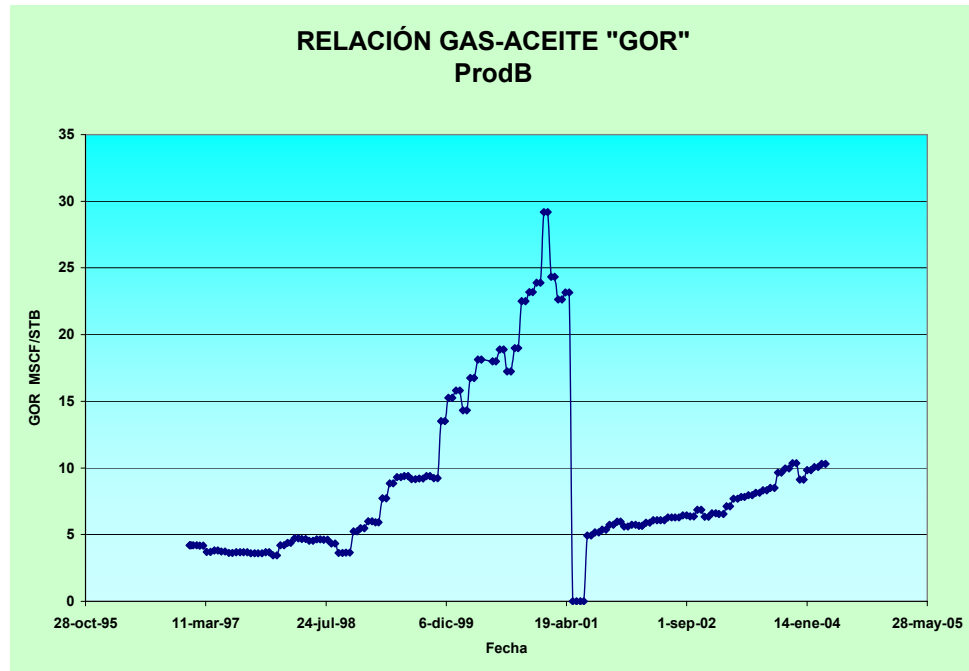


Figura 25. Producción histórica de gas ProdC.

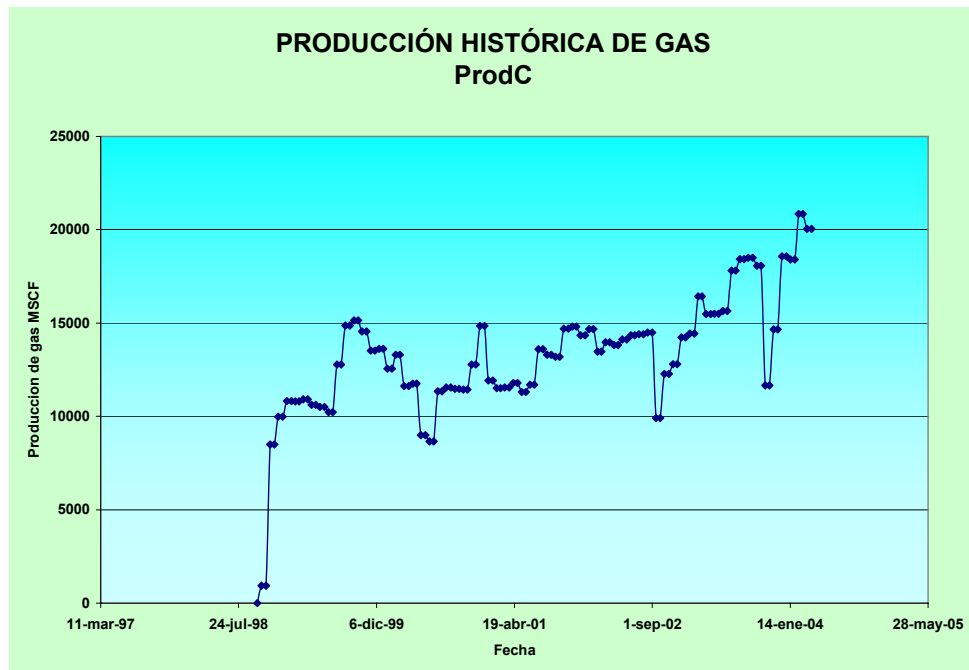


Figura 26. Producción histórica de aceite ProdC.

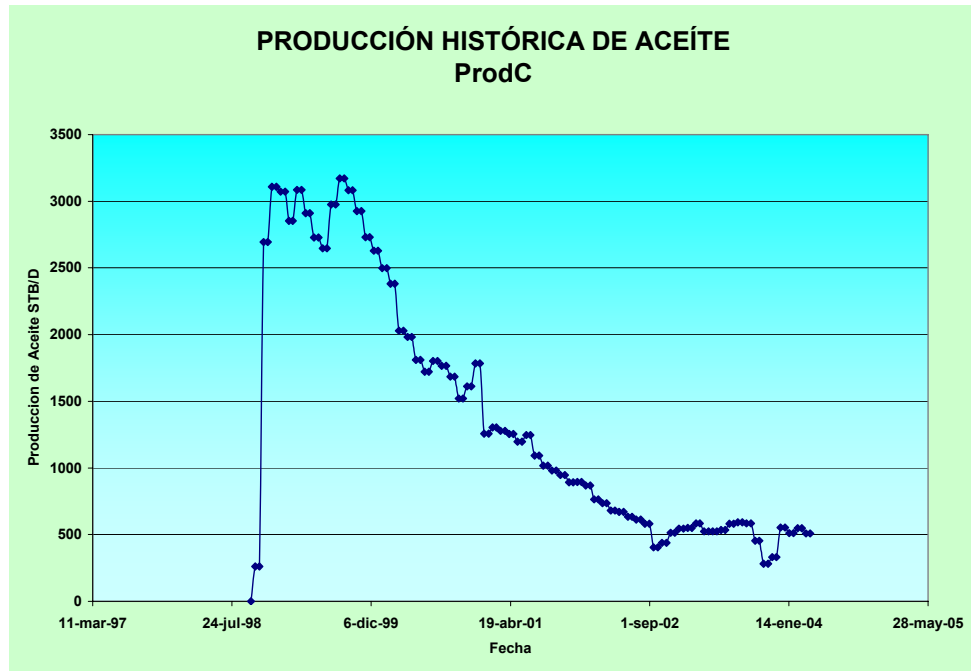
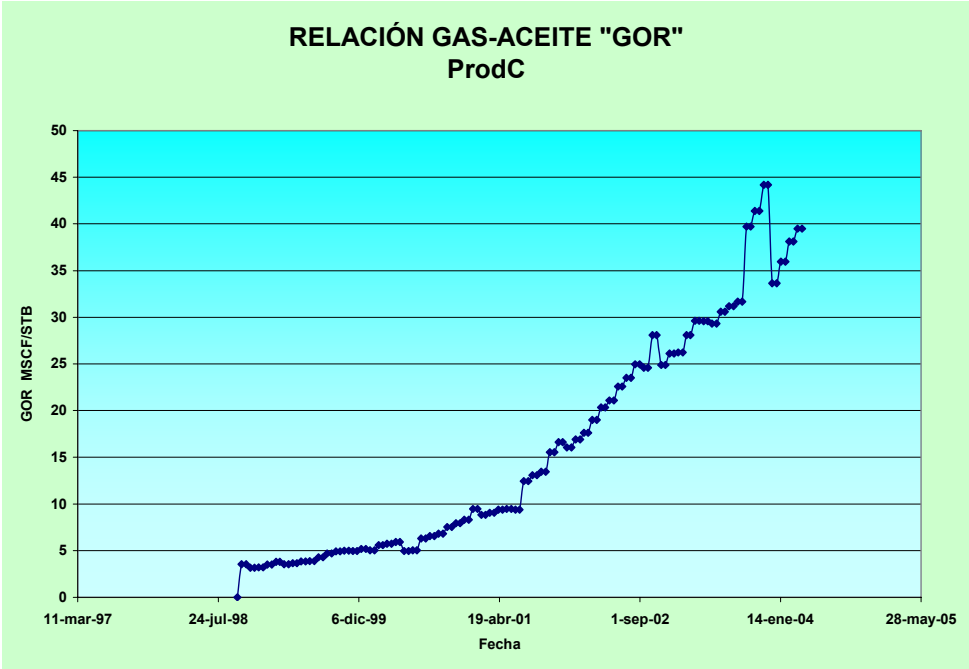


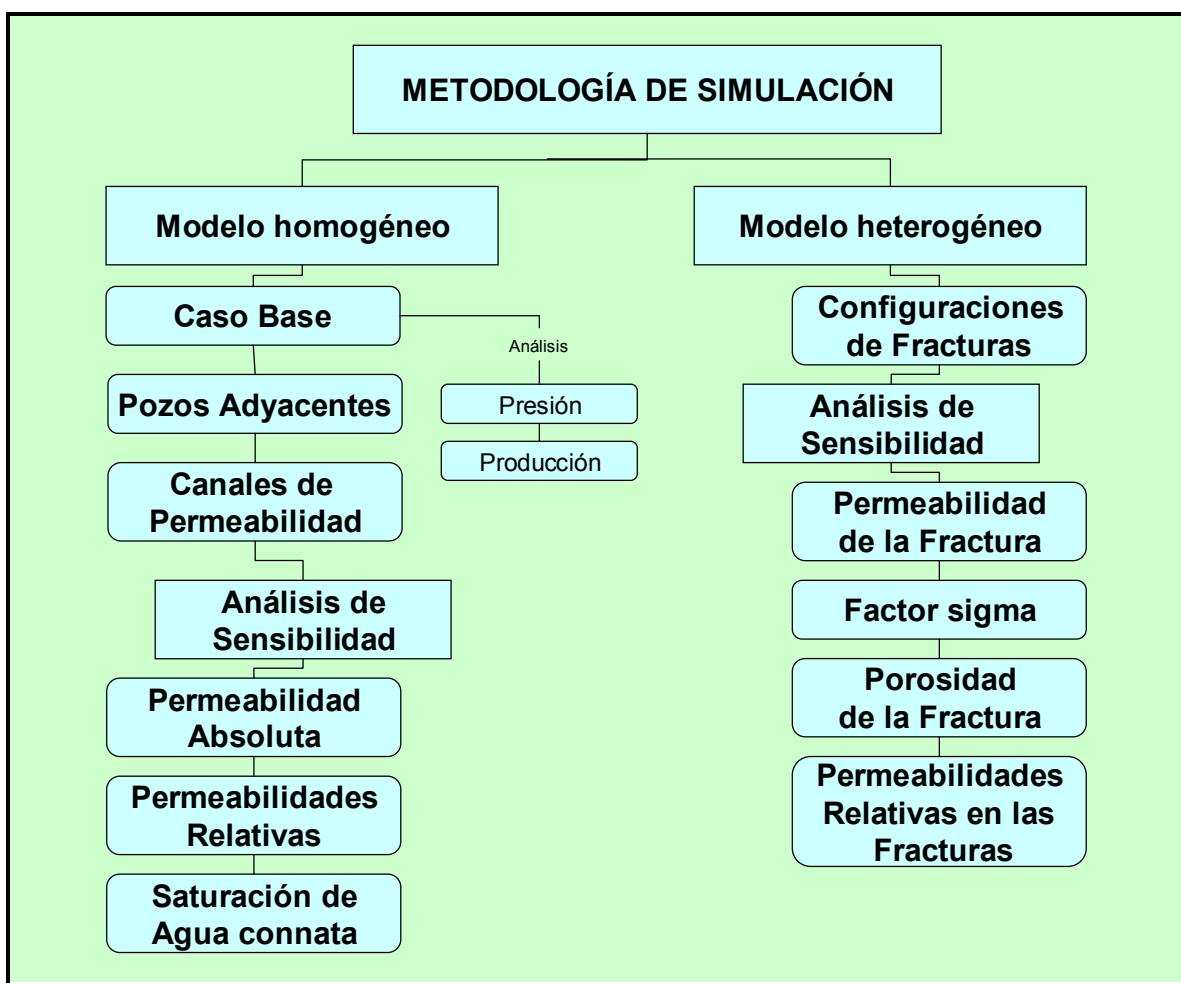
Figura 28. Relación gas-aceite producido GOR ProdC.



6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se analizarán los resultados obtenidos de las diferentes sensibilidades realizadas tanto al modelo homogéneo como al modelo heterogéneo. La figura 29 esquematiza la metodología seguida en las simulaciones realizadas en este trabajo de grado.

Figura 29. Metodología seguida en las simulaciones.



6.1 MODELO HOMOGÉNEO.

En este trabajo, es referido como modelo homogéneo aquel que posee porosidad simple, es decir, es aquel en el cual la dinámica de los fluidos en el yacimiento es modelada a través de un solo medio, en este caso la matriz.

6.1.1 Caso Base. Para este caso se realizó la corrida con los tres pozos de interés: ProdA o InjeA, ProdB y ProdB con las propiedades anteriormente descritas.

A continuación se comparará y analizará la presión del yacimiento e historia de producción de los pozos con las arrojadas por el simulador.

Presión

La figura 30 muestra la presión promedio arrojada por el simulador comparada con la presión histórica del área. En este caso se puede notar como las presiones arrojadas por el simulador están por encima de las presiones históricas reales. Este fenómeno se puede presentar por las siguientes razones:

1. El efecto producido por la producción de los pozos adyacentes en los pozos de interés tienen gran influencia en la presión promedio del área.
2. La inyección de gas se distribuye homogéneamente por toda el área antes de irrumpir en los pozos productores, lo cual se refleja como una mayor eficiencia de barrido y por consiguiente una mejor reconstrucción de presión en el modelo.
3. El fluido asignado al modelo de simulación es mucho mayor al fluido del yacimiento.

En la figura 30 también podemos notar como la curva de presión promedio para el caso base cae suavemente en los primeros años de simulación. Posteriormente, esta grafica describe una inclinación ascendente producto de la inyección de gas, diferenciándose de la tendencia descrita por la curva de presión histórica que trata de mantenerse recta en los últimos años.

La figura 31 describe una medida relativa de la saturación del componente metano en el modelo al final de la simulación. Como se puede observar, el gas inyectado no alcanza a irrumpir en los pozos productores como se supuso en la segunda hipótesis anteriormente descrita. Este efecto será estudiado más a fondo en las secciones siguientes.

Figura 30. Presión promedio “Caso Base”.

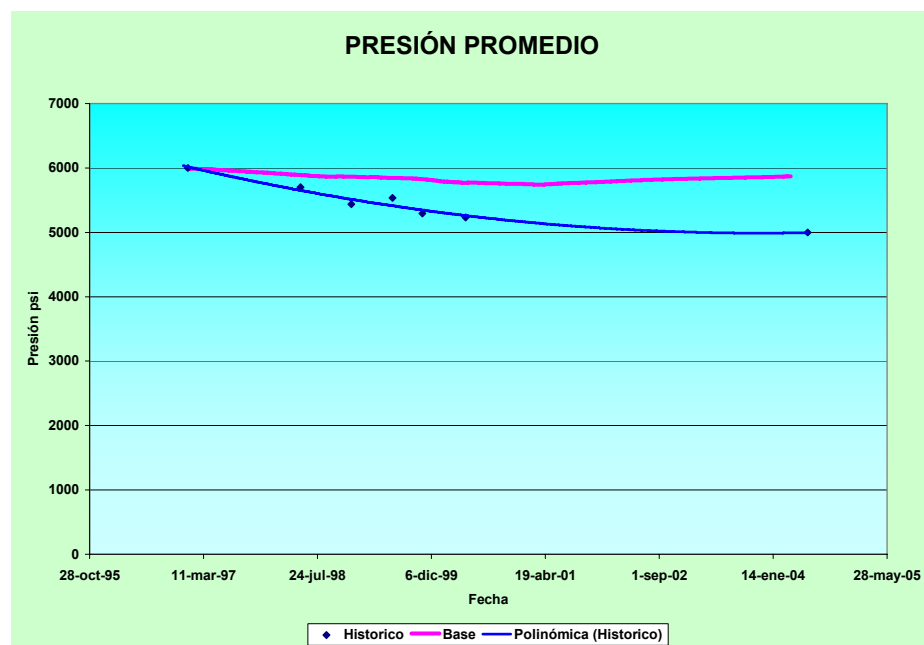
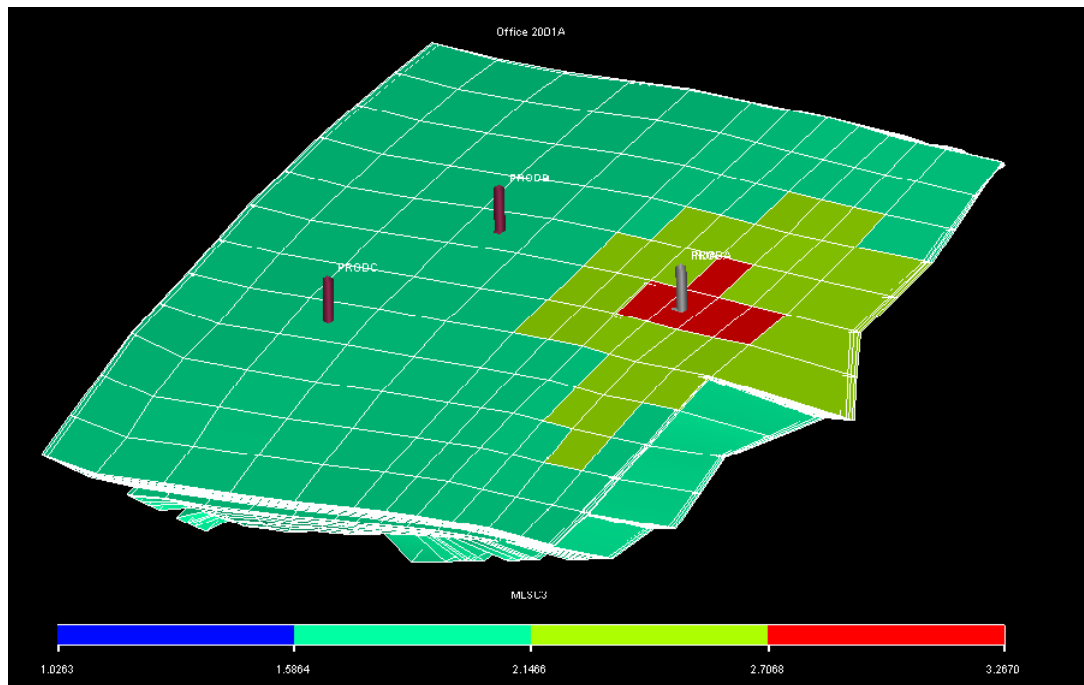


Figura 31. Distribución del gas inyectado “Caso Base”.



Producción de fluidos

Las figuras 32, 33 y 34 muestran una tendencia constante de la relación gas-aceite producido GOR para los tres pozos de interés. Esta tendencia puede ser producto de las siguientes razones:

1. La presión en el área de drenaje de los pozos esta por encima de la presión de rocío.
2. El gas inyectado no alcanza a irrumpir en los pozos productores como se mencionó anteriormente.

La relación gas-aceite producido debería aumentar cuando la presión en las cercanías del pozo este por debajo del punto de rocío; debido a que a este punto se empieza a precipitar los condensados en el yacimiento causando que el gas producido tenga una menor concentración de componentes pesados en superficie.

De este modo, la hipótesis 1 podría tener una gran influencia en las tendencias de estas curvas.

Las figuras 35, 36 y 37 muestran la producción de aceite de los pozos de interés. Como se puede notar en estas figuras, la producción de aceite es sobrestimada por el simulador a excepción del pozo ProdA.

La curva de producción de aceite del pozo ProdA y al principio de la misma en el ProdB describe una tendencia similar a la producción real; por lo que se podría suponer que el problema se presenta desde el inicio de la inyección de gas.

Otra razón valiosa que respalda esta suposición la describe el pozo ProdB en la figura 33; en este grafico se nota la tendencia ascendente del GOR hasta el punto en el que la formación A es cerrada (curva histórica), la cual es la misma formación a la cual se le inyecta el gas; Posteriormente, la curva cae drásticamente a un valor cercano al calculado por el simulador. De esta manera, se puede concluir que el gas inyectado tiene una gran influencia en el comportamiento del GOR de los pozos de interés.

Es valido aclarar a estas instancias del trabajo, que uno de los principales objetivos de este trabajo es “analizar” los resultados obtenidos de las diferentes sensibilidades realizadas a los modelos y “compararlos” con la historia de producción real de los pozos; es decir, no se busca ajustar exactamente la presión promedio e historia de producción de los pozos, sino determinar que parámetros tienen gran influencia sobre estas. Por esta razón y por lo mencionado en el párrafo anterior se considera como aceptable el modelamiento de la historia de producción del pozo ProdA y nos enfocaremos de aquí en adelante en la presión promedio y producción de los demás pozos.

Las figuras 38 y 39 muestran como la producción de agua para los pozos ProdB y ProdC son subestimadas por el modelo de simulación. Este fenómeno será tratado con mayor profundidad en las secciones siguientes.

Figura 32.GOR ProdA “Caso Base”.

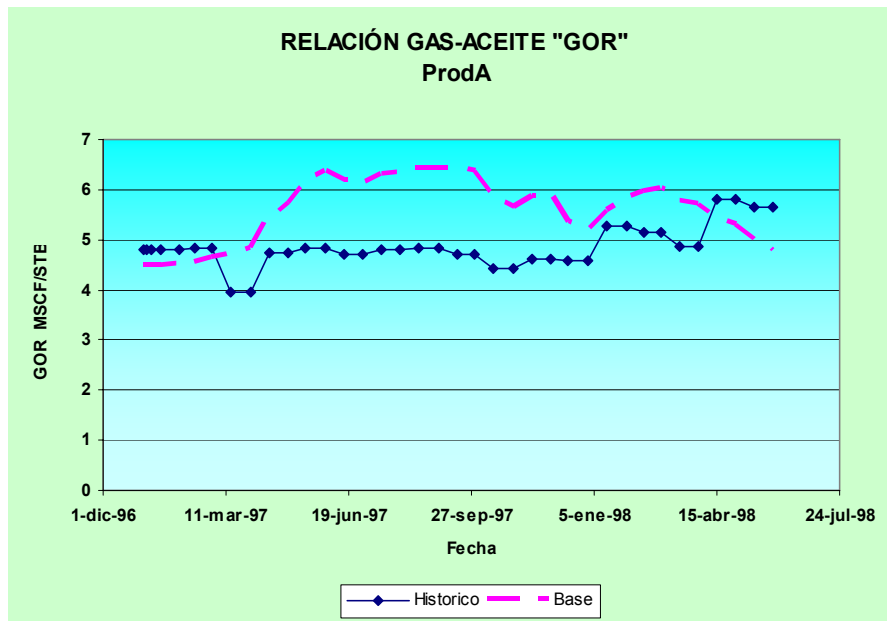


Figura 33.GOR ProdB “Caso Base”.

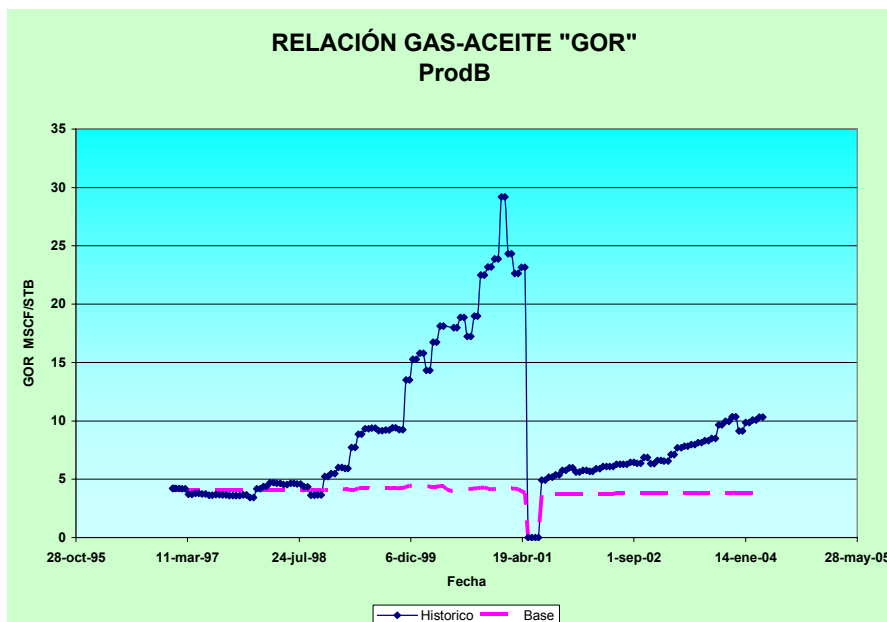


Figura 34.GOR ProdC “Caso Base”.

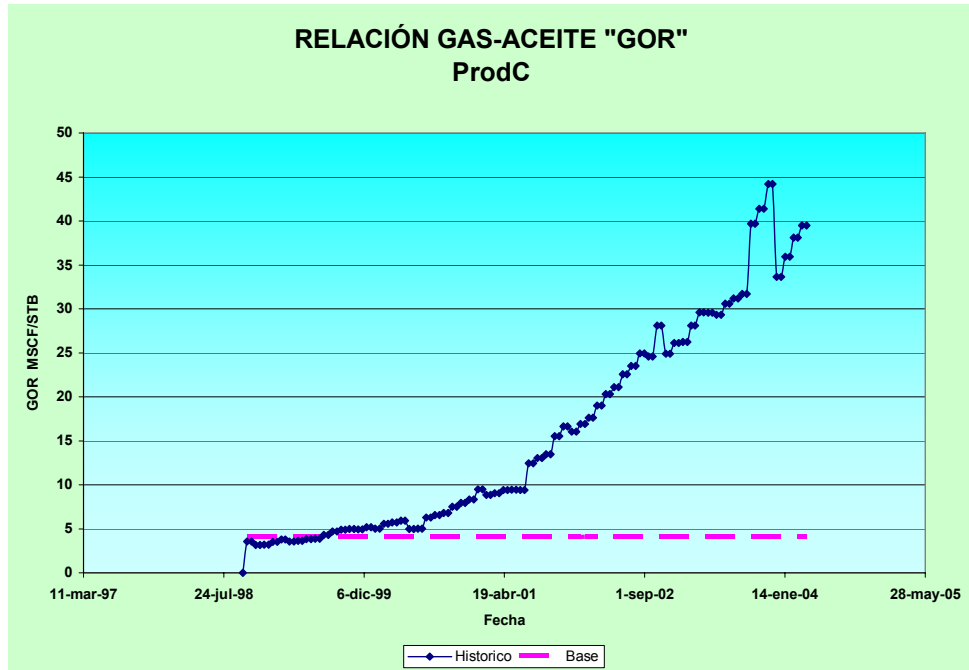


Figura 35. Producción de aceite ProdA “Caso Base”.

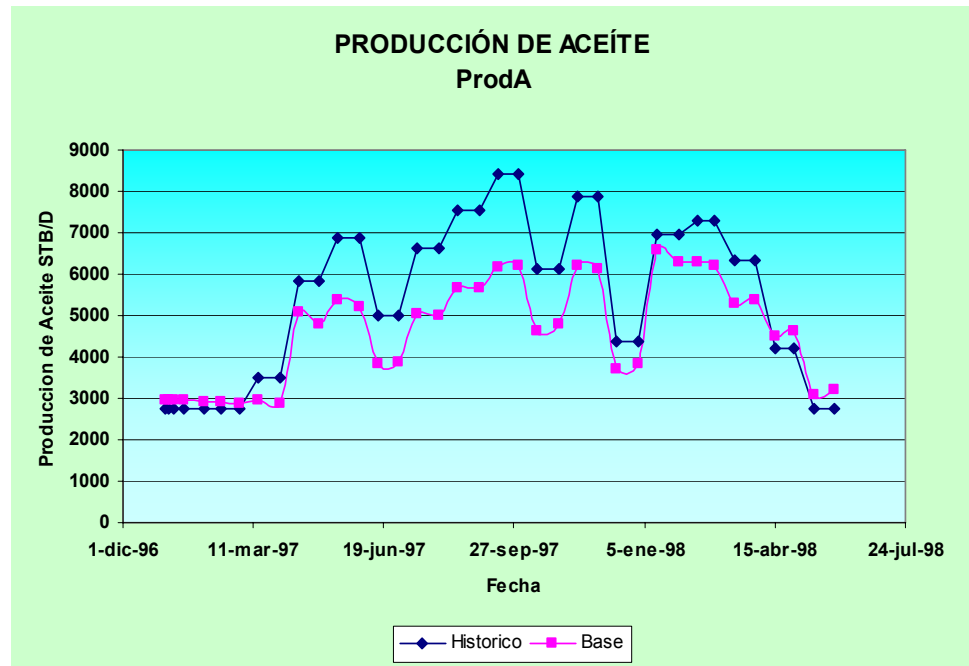


Figura 36. Producción de aceite ProdB “Caso Base”.

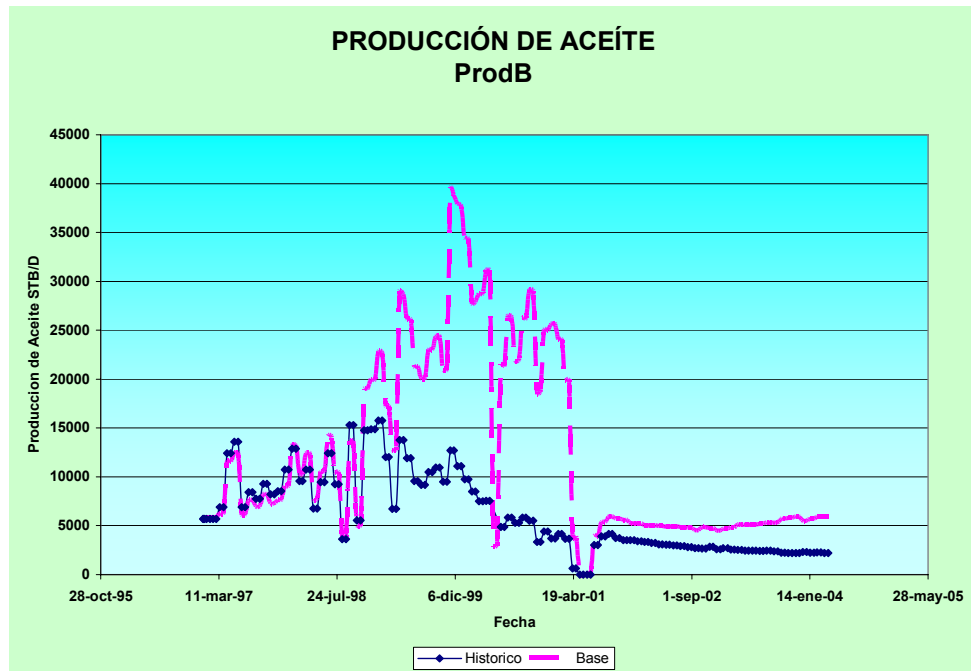


Figura 37. Producción de aceite ProdC “Caso Base”.

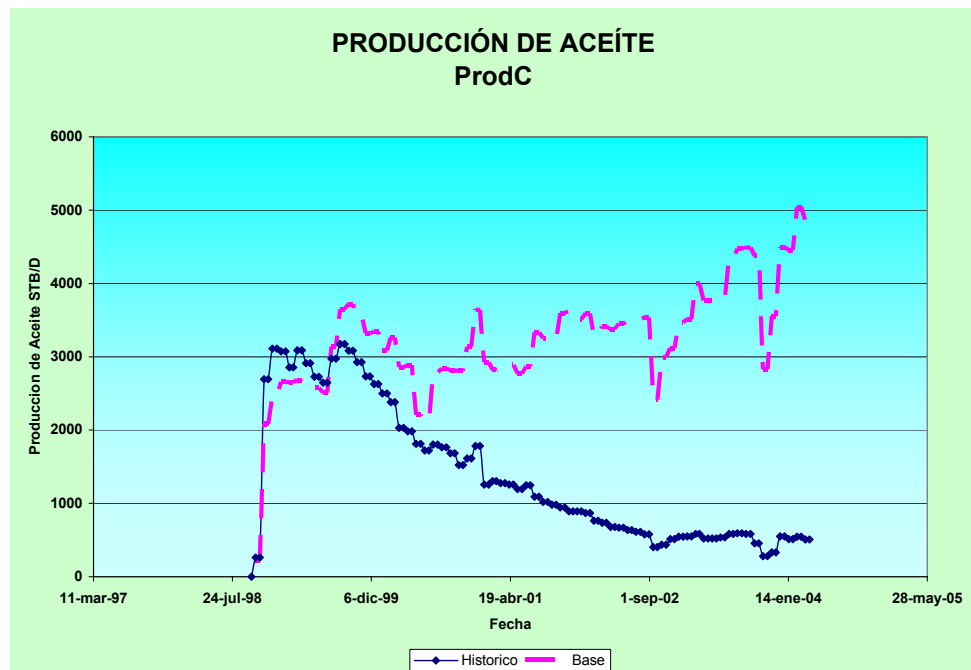


Figura 38. Producción de agua ProdB “Caso Base”.

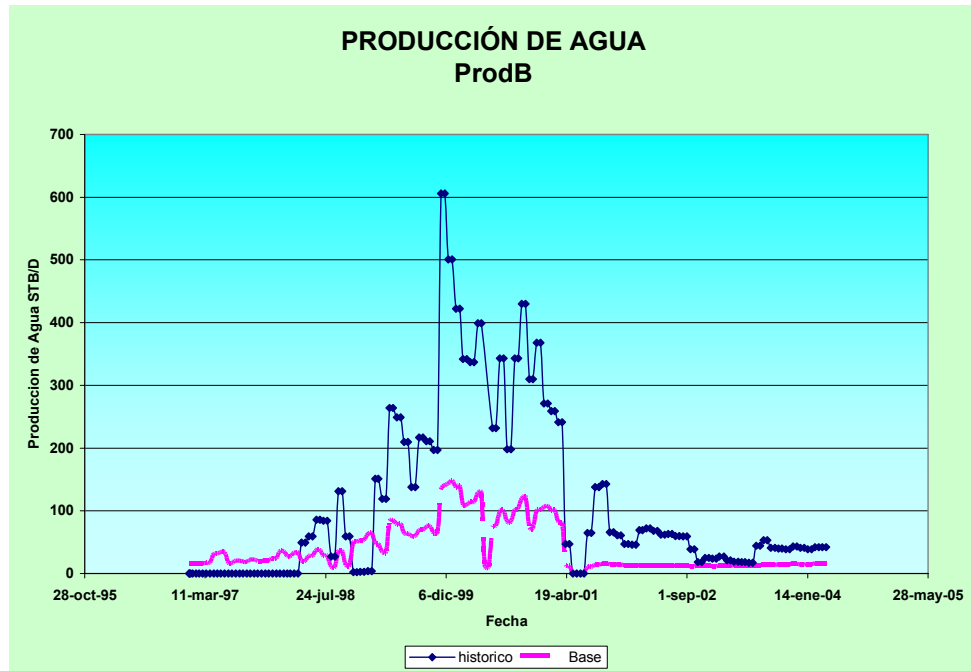
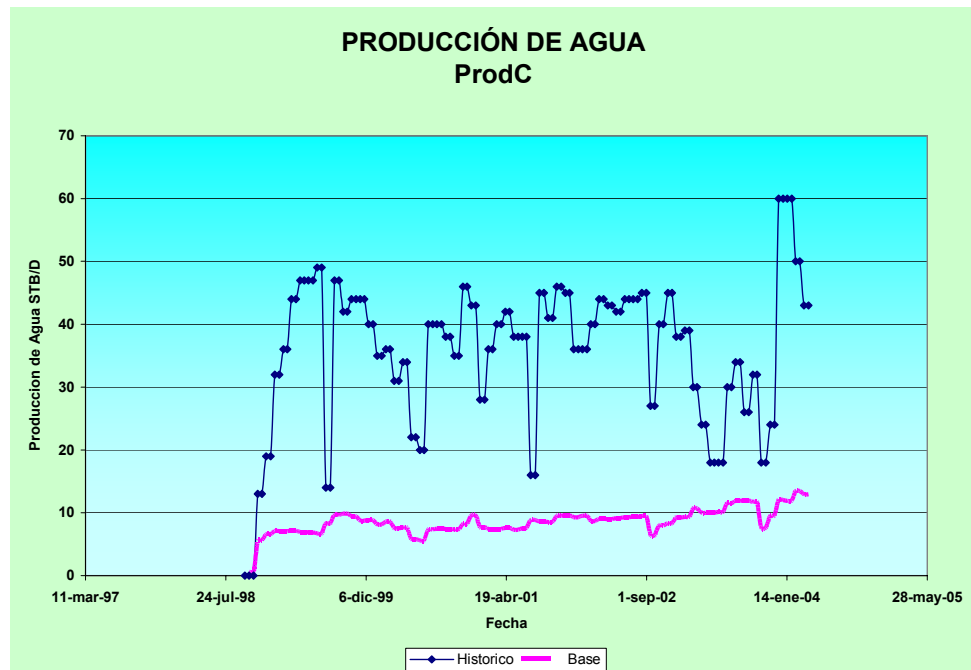


Figura 39. Producción de agua ProdB “Caso Base”.



6.1.2 Pozos adyacentes. En este caso se busca corregir la presión calculada por simulador. Para lograrlo, se agregaron los cinco pozos adyacentes a los de interés. A estos pozos se les controló al igual que a los de interés, por tasa de gas. Las demás propiedades se mantuvieron sin cambios para este caso. La figura 40 muestra la ubicación de los pozos adyacentes en el área.

La figura 41 describe la tendencia de la presión promedio histórica, en el caso base y pozos adyacentes en una escala ampliada. Para este caso, se puede notar que la presión promedio bajo sustancialmente a causa de la producción de fluidos de los pozos adyacentes, además del hecho que la curva obtenida no muestra la tendencia ascendente del caso base.

Las figuras 42 y 43 comparan el GOR obtenido en este caso y en el caso base para los pozos ProdB y ProdB. De estos gráficos se puede inferir que la disminución de presión por debajo del punto de rocío tiende a aumentar el GOR en los pozos productores, pero no lo suficiente para justificar los valores tan elevados encontrados en la realidad (cerca de 28 MSCF/STB para el ProdB y 45 MSCF/STB para el ProdB).

La producción de agua para ambos pozos en este caso no mostró cambios significativos con respecto al caso base.

Figura 40. Ubicación de los pozos adyacentes.

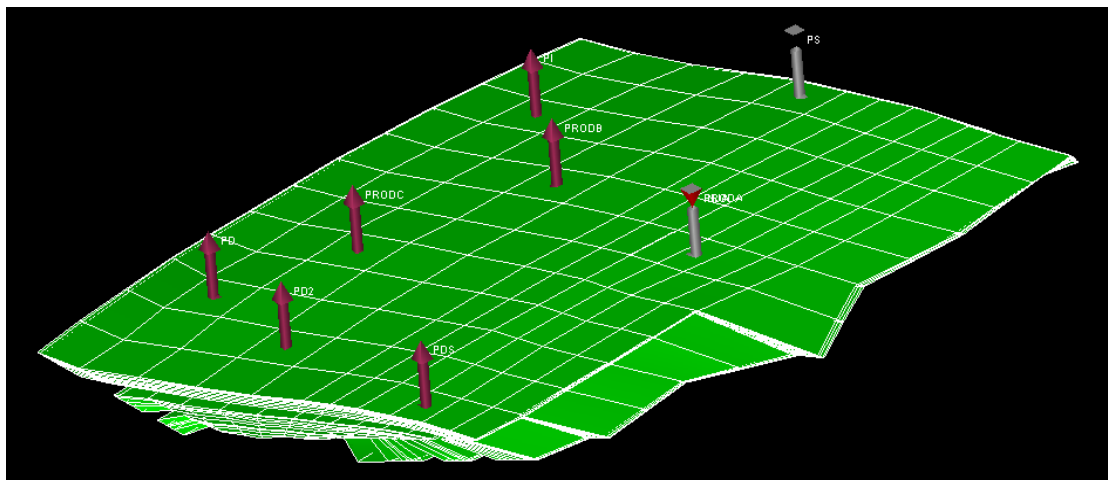


Figura 41. Presión "Pozos adyacentes".

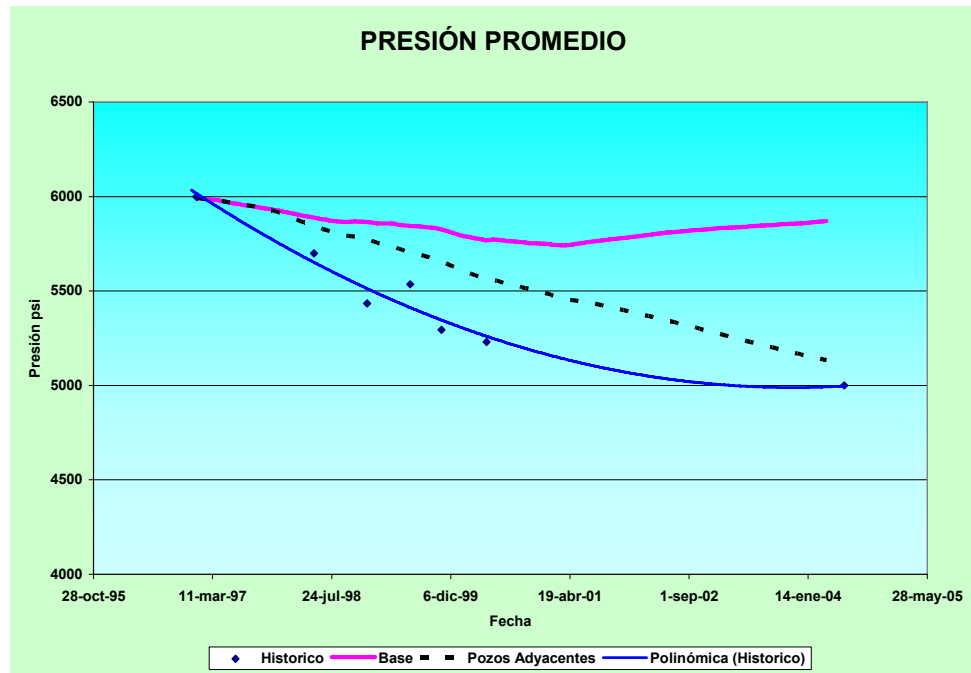


Figura 42. GOR ProdB "Pozos adyacentes".

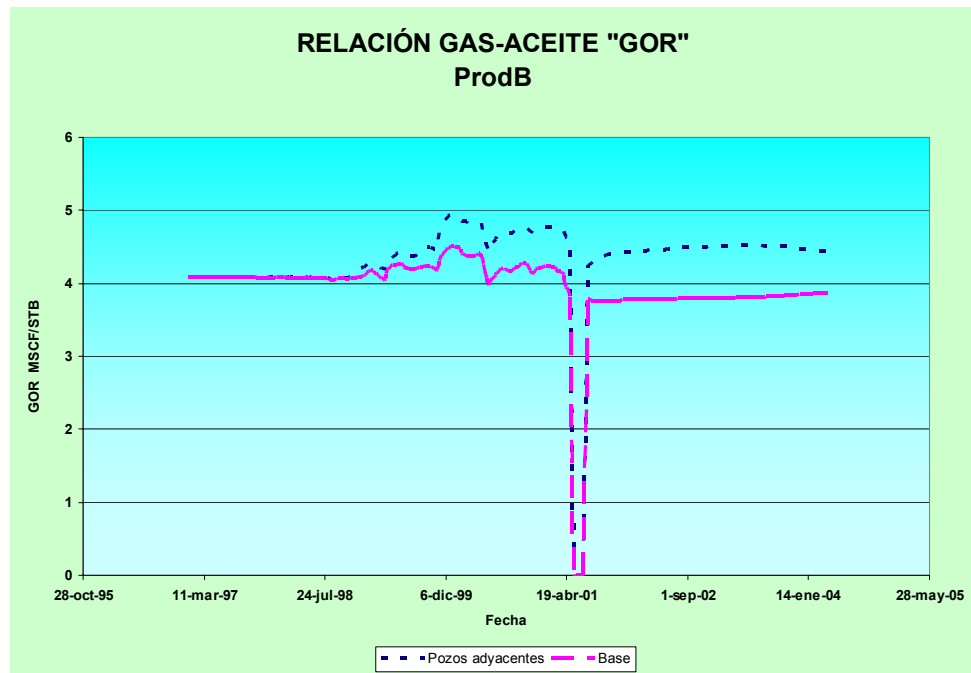
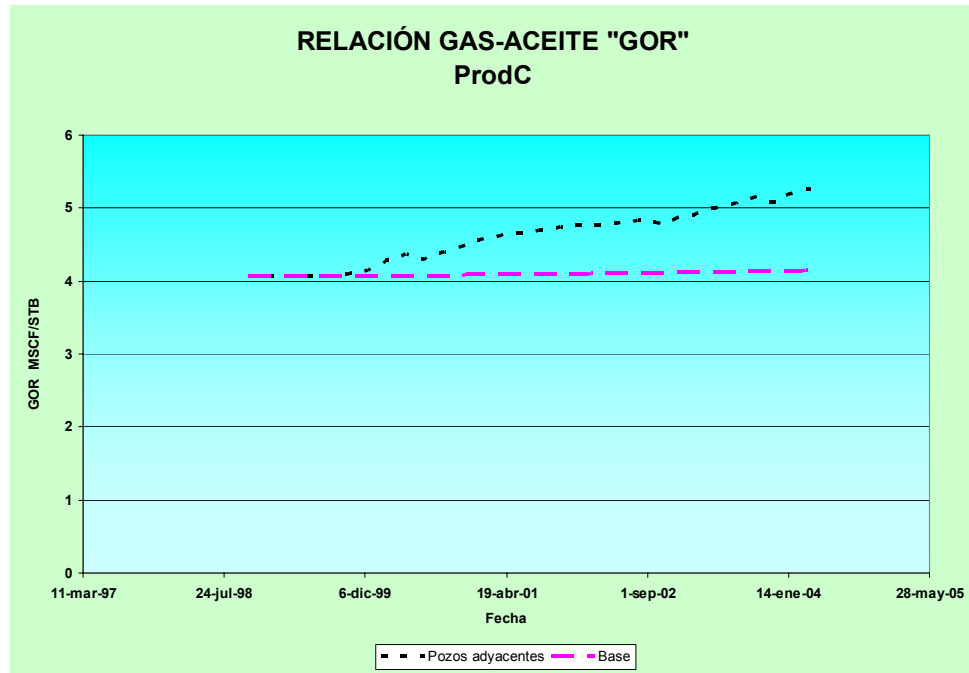


Figura 43. GOR ProdC “Pozos adyacentes”.



6.1.3 Canales de Permeabilidad. Teniendo en cuenta la presencia de fracturas naturales en los corazones obtenidos de los pozos de interés, además de las imágenes obtenidas de los registros UBI y de las pruebas de presión (altos Kh), se decidió modelar varias configuraciones o “Canales de Permeabilidad” con el objeto de producir las irrupciones tempranas del gas inyectado en los pozos productores. Esta técnica es muchas veces utilizada para modelar yacimientos naturalmente fracturados con simuladores de porosidad simple con el fin de disminuir el número de celdas, complejidad y tiempo de la simulación; pero lo correcto sería utilizar simuladores de Doble Porosidad (Dualporosity) o de Doble Permeabilidad (Dualpermeability).

Dado a que no se tiene certeza en la orientación, continuidad e ubicación areal de estos canales de permeabilidad se proponen tres configuraciones definidas en las figuras de la 44 a la 46.

Inicialmente se les colocó permeabilidades absolutas de 50 mD a las celdas que describen estos canales. Las demás propiedades se mantuvieron iguales.

Las figuras 47 y 48 muestran el GOR para los pozos ProdB y ProdC respectivamente. En ellas se puede notar que la Configuración1 es la que menos incremento del GOR demostró en los pozos productores. Por otro lado, las Configuraciones 2 y 3 mostraron valores de GOR cercanos a los 6 MSCF/STB, lo cual indica una gran influencia de la canalización del gas inyectado en la historia de producción de los pozos.

Estos gráficos demuestran que mientras más corto sea el camino que debe recorrer el gas inyectado hacia los pozos productores menos tiempo demorará el gas inyectado en llegar a los pozos productores.

Figura 44. Configuración 1. “Canales de permeabilidad”.

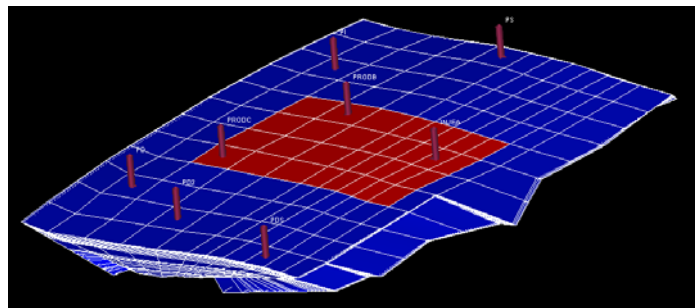


Figura 45. Configuración 2. “Canales de permeabilidad”.

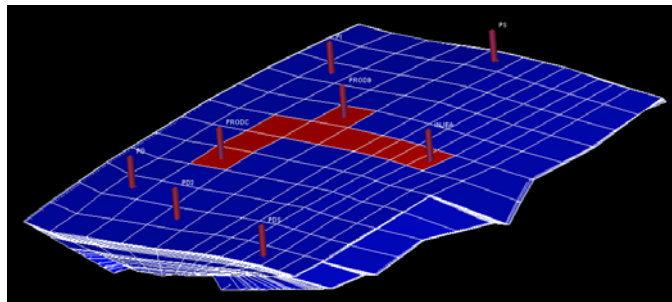


Figura 46. Configuración 3. "Canales de permeabilidad".

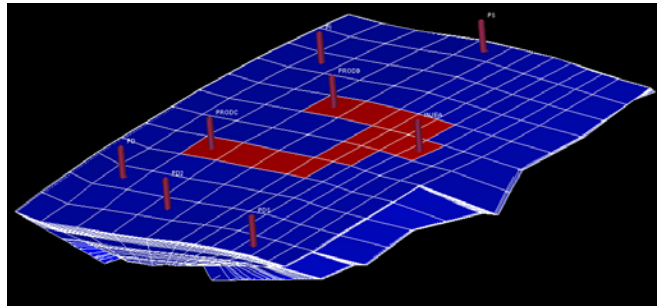


Figura 47. GOR. ProdB. Configuraciones 1-3. "Canales de permeabilidad".

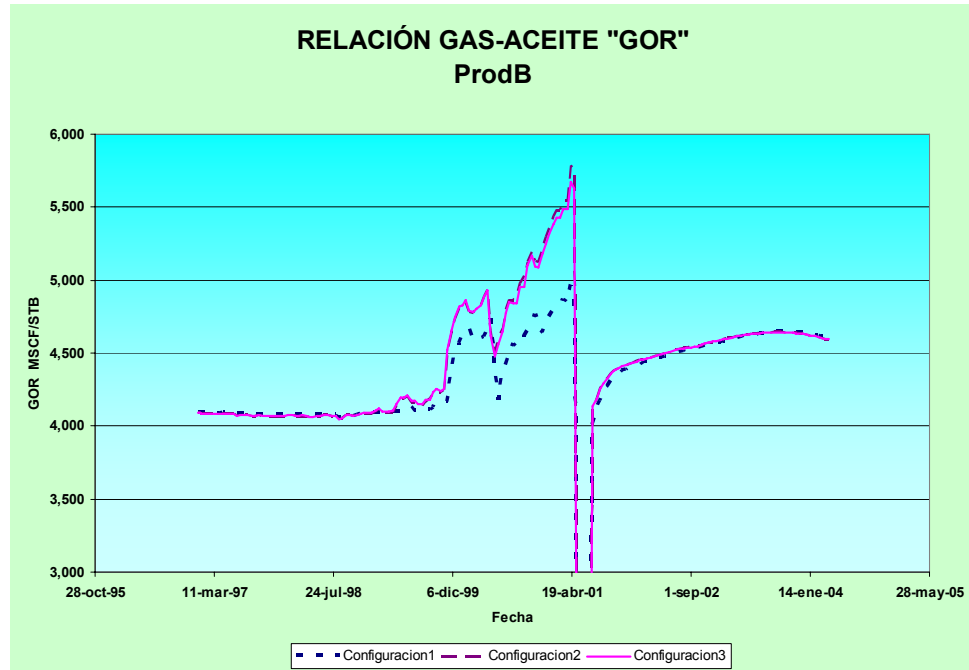
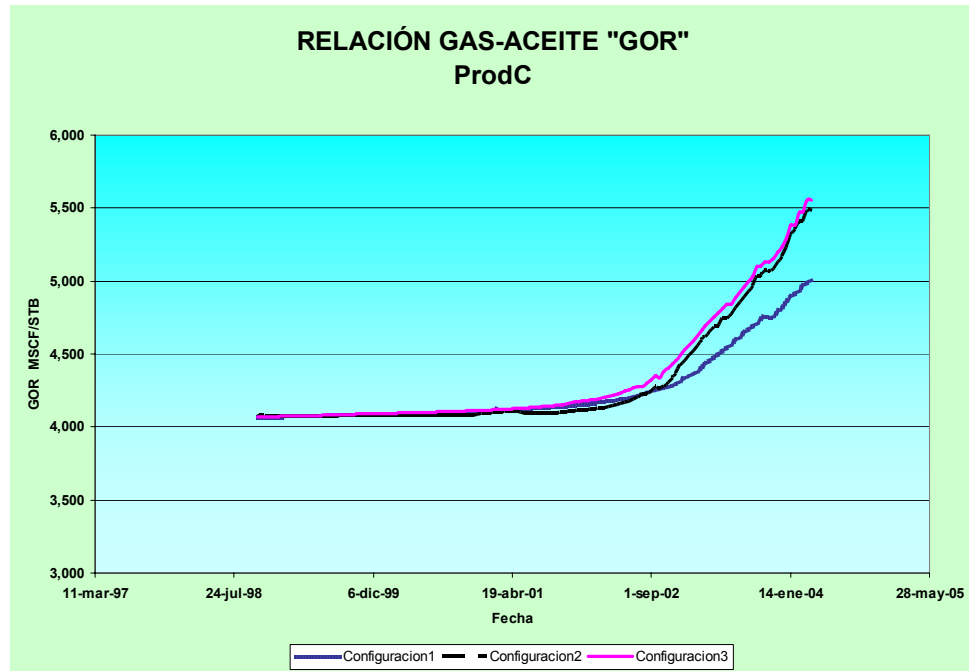


Figura 48. GOR. ProdC. Configuraciones 1-3. "Canales de permeabilidad".



6.1.4 Permeabilidad Absoluta. En este caso se tomó la Configuración 2 y se le asignaron valores de permeabilidad a los canales de 100, 1.000 y 10.000 mD.

Las figuras 49 y 50 muestran el comportamiento del GOR para los pozos ProdB y ProdC obtenido de los diferentes valores de permeabilidad. En estas graficas se puede notar como el GOR aumenta al incrementar la permeabilidad de los canales. También se puede concluir que a valores de permeabilidad mayores de 1.000 mD no se obtiene un incremento significativo en el GOR de los pozos analizados.

La producción de agua para este caso no mostró grandes cambios con respecto a los casos anteriores.

A pesar de todos los cambios hechos a los modelos hasta este momento, no se ha podido obtener los valores de GOR tan altos observados en la realidad.

Figura 49. GOR. ProdB. "Permeabilidad Absoluta".

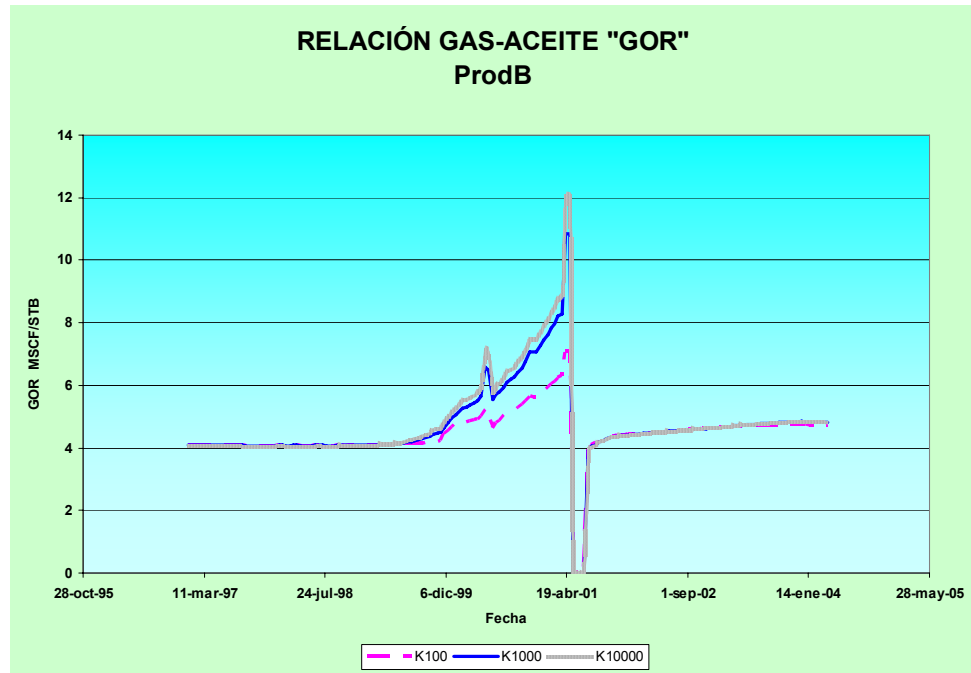
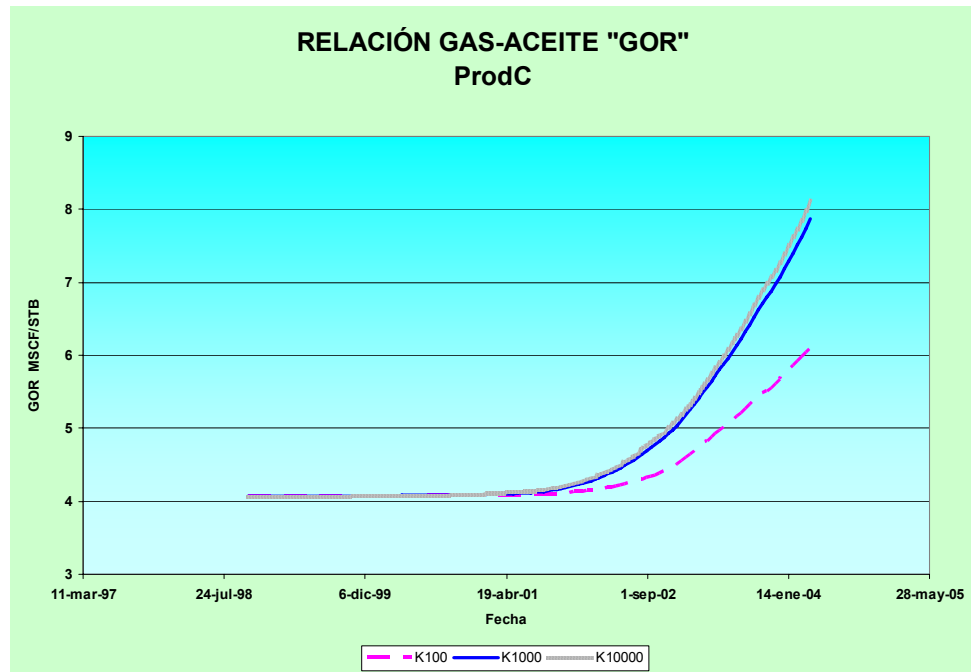


Figura 50. GOR. ProdC. "Permeabilidad Absoluta".



6.1.5 Permeabilidades Relativas. En esta parte del trabajo se le realizó la sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas asignadas al área con los archivos planos del caso “Permeabilidad Absoluta” de 10.000 mD.

Las curvas de permeabilidades relativas asignadas a los pozos se mantuvieron iguales.

Las figuras 51 y 52 muestran las sensibilidades realizadas a las curvas de permeabilidades relativas. Como se puede apreciar en estas graficas, a cada curva se le varió la concavidad de la misma. Para cada modificación en la concavidad de las curvas se realizó una corrida en el simulador.

En general, la producción de fluidos para todos los pozos no mostró variación significativa con respecto a las modificaciones realizadas a las curvas de permeabilidad relativa. Este comportamiento puede obedecer a que la mayoría del flujo a nivel de yacimiento ocurre en fase gas, incluyendo los componentes mas pesados. A excepción del banco de condensados en las cercanías de los pozo productores.

Para complementar esta idea se adjunto la figura 53 que representa la saturación promedio de gas y aceite en el área. En ella se puede apreciar como la mayoría de los fluidos en el yacimiento se encuentran en fase gas. Por esta razón el uso de pseudo-curvas de permeabilidades relativas se vuelve casi innecesario para estas condiciones.

Figura 51. Sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas w-o.

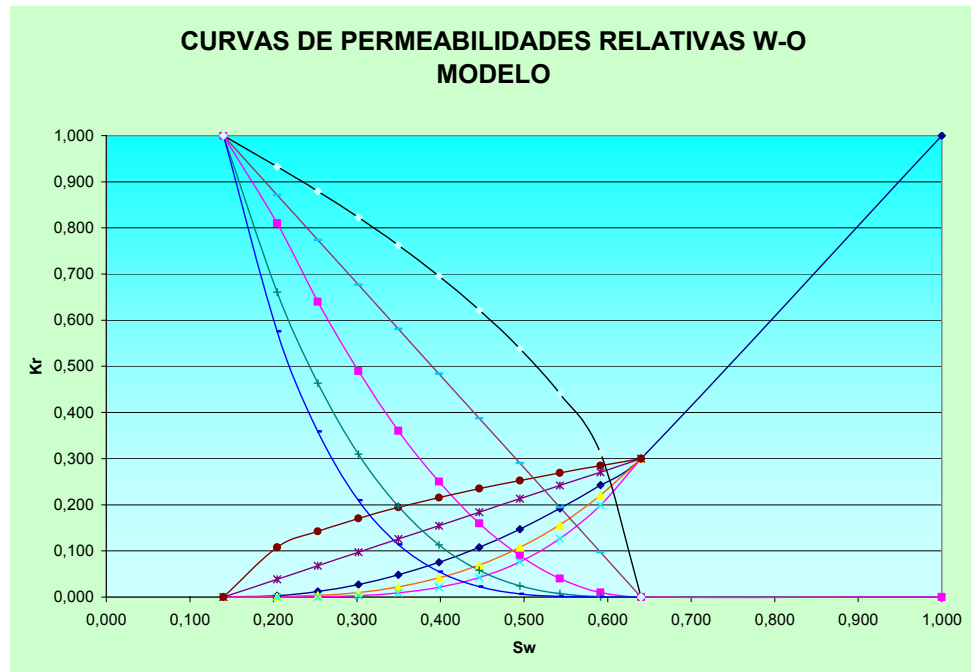


Figura 52. Sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas g-o.

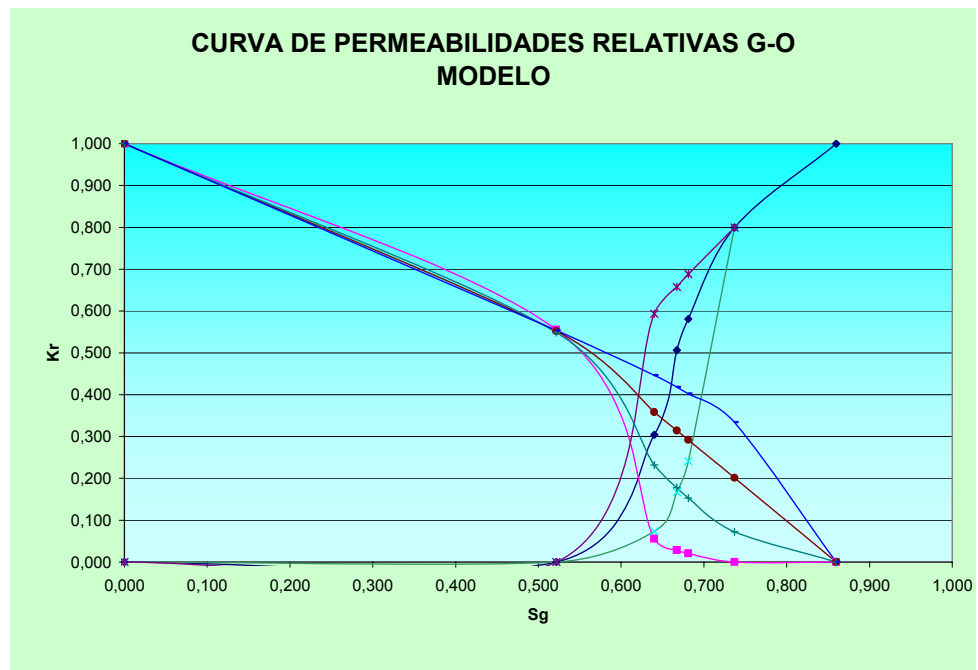
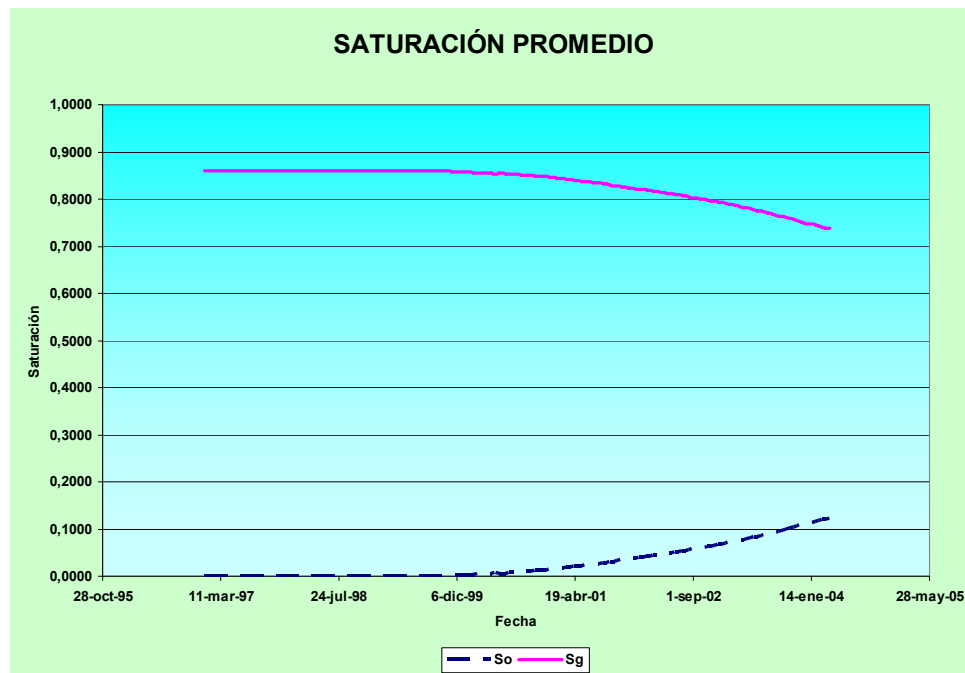


Figura 53. Saturación promedio de gas y aceite.



6.1.6 Saturación de agua connata. Para este caso se tomaron los archivos planos del caso “Permeabilidad Absoluta” de 10.000 mD al igual que para el caso anterior y se les varió la saturación de agua connata a valores de 0,2 y 0.05. La saturación agua connata para los casos anteriores fue de 0,14.

Las figura 54 y 55 describen la curva del comportamiento del GOR a través del tiempo para los pozos ProdB y ProdB. En estas graficas se puede notar un leve incremento del GOR para ambos pozos cuando se incrementa la saturación de agua connata del modelo. Pero el gran efecto de esta sensibilidad se observa en la producción de agua de los pozos. Las figuras 56 y 57 representan la producción de agua para los pozos ProdB y ProdB respectivamente. Fácilmente se puede observar como el caso de saturación de agua connata igual a 0,2 reproduce el comportamiento de la producción de agua de ambos pozos.

Finalmente, la figura 58 describe el comportamiento de la presión promedio para los diferentes valores de saturación de agua connata comparado con el caso de permeabilidad absoluta de 10.000 mD.

La disminución en los valores calculados de presión promedio a medida que aumentamos la saturación de agua connata posiblemente se deba a que se disminuye la cantidad de hidrocarburos in place. Este fenómeno se mencionó anteriormente en la tercera hipótesis propuesta para justificar el comportamiento de la presión calculada en el caso base.

Figura 54. GOR. ProdB “Saturación de agua connata”.

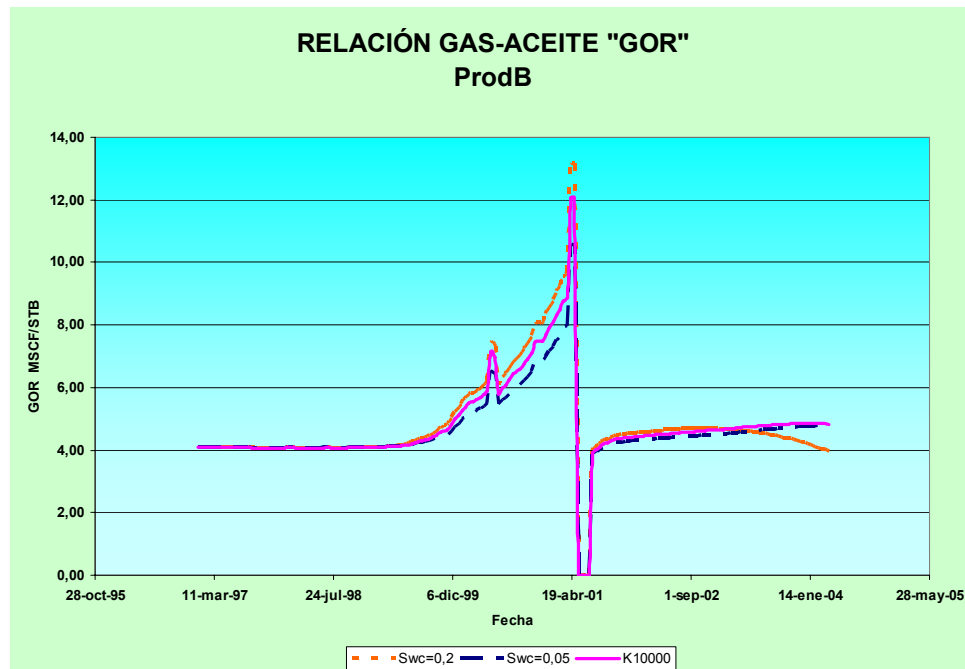


Figura 55. GOR. ProdC "Saturación de agua connata".

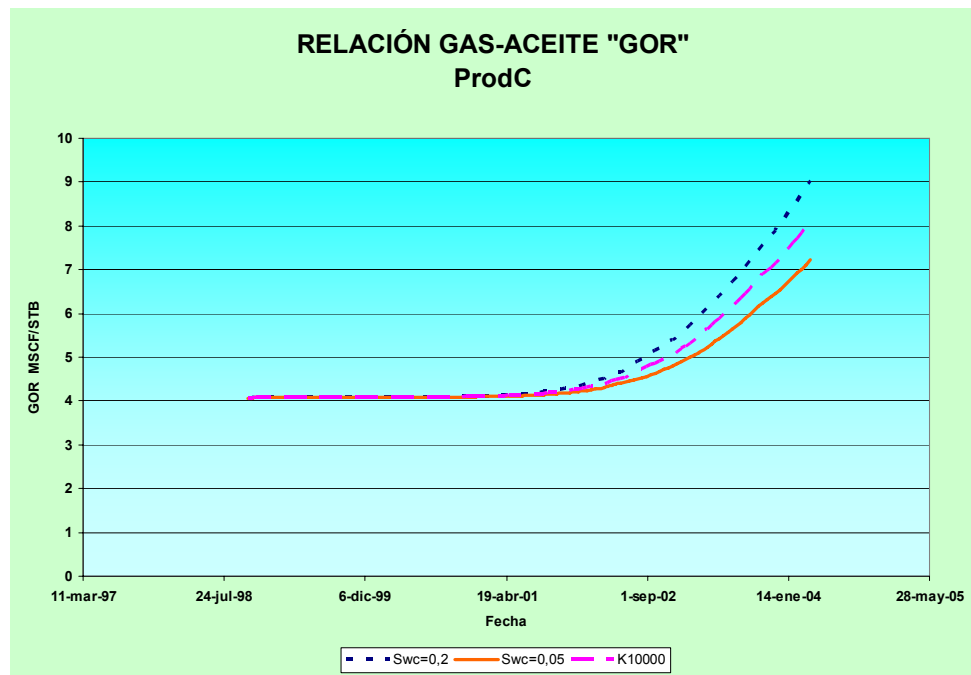


Figura 56. Producción de agua. ProdB "Saturación de agua connata".

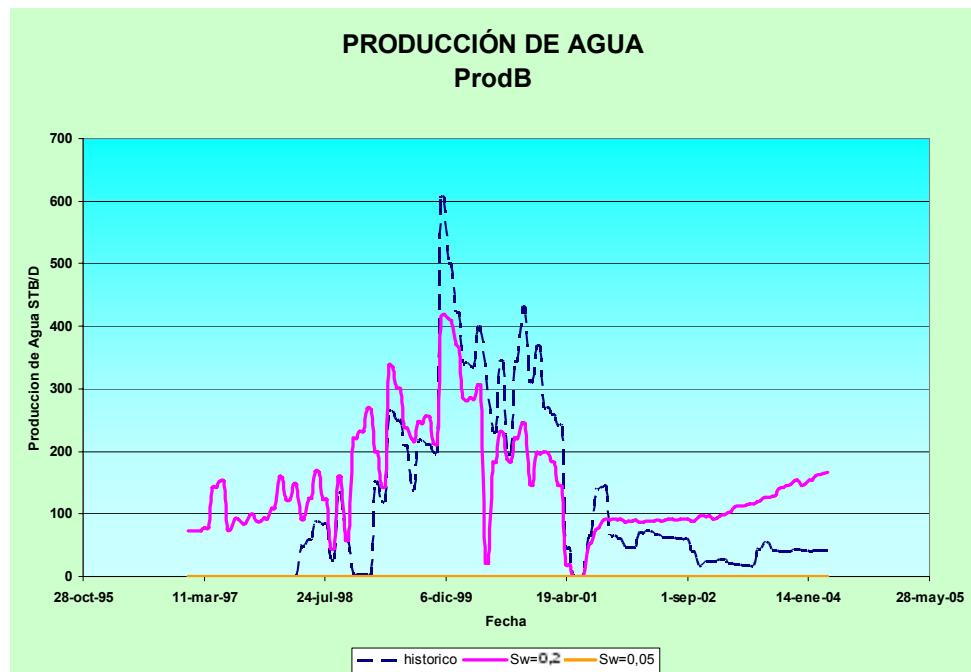


Figura 57. Producción de agua. ProdC “Saturación de agua connata”.

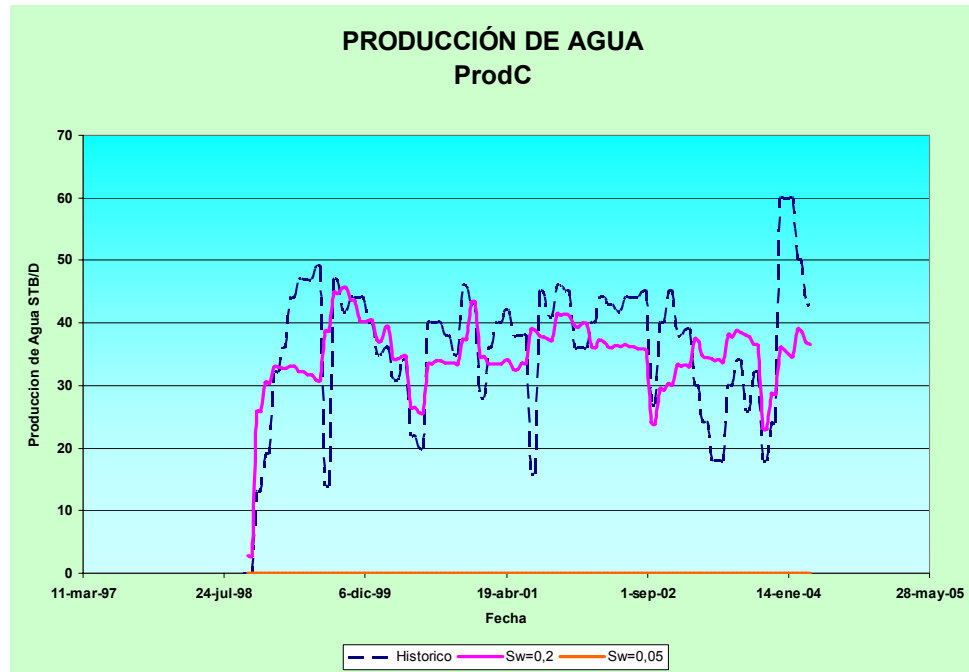
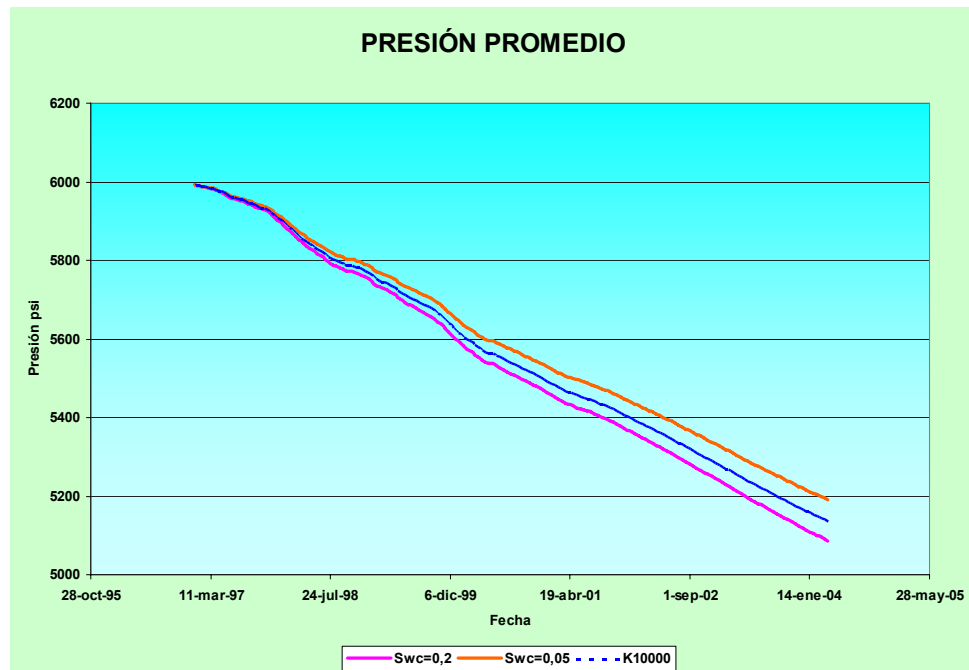


Figura 58. Presión promedio. “Saturación de agua connata”.



6.2 MODELO HETEROGÉNEO.

En este trabajo, se refiriere como modelo heterogéneo aquel que posee doble porosidad o doble permeabilidad, es decir, aquel modelo en el cual la dinámica de los fluidos en el yacimiento es modelada a través de dos medios, en este caso la matriz y las fracturas.

Como se pudo apreciar en la sección anterior, a través de las sensibilidades realizadas al modelo homogéneo, se logró modelar aproximadamente el comportamiento de la presión promedio del área y mejor aun la producción de agua de los pozos de interés. Por otro lado, las modificaciones realizadas al modelo homogéneo no demostraron reproducir satisfactoriamente los valores tan exagerados del GOR encontrados en la realidad. Por esta razón, en esta sección se analizará los resultados obtenidos de la sensibilidad de parámetros realizada al modelo heterogéneo y de esta forma determinar si el sistema representado por las fracturas naturales tiene efecto significativo en la historia de producción del área del yacimiento.

El tipo de simulación utilizada para todos los casos de aquí en adelante fue de Doble Permeabilidad (Dualpermeability), en donde se le permite el intercambio de fluido de matriz a matriz, fractura a fractura, matriz a fractura y viceversa.

6.2.1 Configuraciones de fracturas. Para este caso se tomaron las configuraciones usadas en los canales de permeabilidad (figuras de la 44 a la 46) y se le adicionaron celdas de fracturas a esas celdas. Las propiedades petrofísicas de la matriz como porosidad y permeabilidad se le colocaron igual a las del caso base.

Las propiedades iniciales de las fracturas son resumidas en la tabla 11.

Tabla 11. Propiedades iniciales de las fracturas “Configuraciones de fracturas”.

Propiedad	Valor
Permeabilidad	10.000 mD
Porosidad	5,26 %
Sigma	0,5 pies ⁻²

Las curvas de permeabilidades relativas para las fracturas inicialmente fueron las mismas utilizadas para el modelo en el caso base (figura 15 A y B) y para la matriz las del caso se saturación de agua igual a 0,2.

Los pozos fueron completados tanto en las celdas de matriz como en las de fracturas.

Las figuras 59 y 60 muestran los resultados obtenidos para el comportamiento del GOR para los pozos ProdB y ProdC con las diferentes configuraciones de fracturas. Estas graficas demuestran un comportamiento similar a los obtenidos para los canales de permeabilidad. Al igual que para el modelo homogéneo, las configuraciones 2 y 3 muestran un mayor incremento del GOR con relación a la configuración 1.

El comportamiento de la presión promedio no mostró cambios significativos con relación al caso de saturación de agua connata igual a 0,2.

Figura 59. GOR. ProdB. "Configuraciones de fracturas".

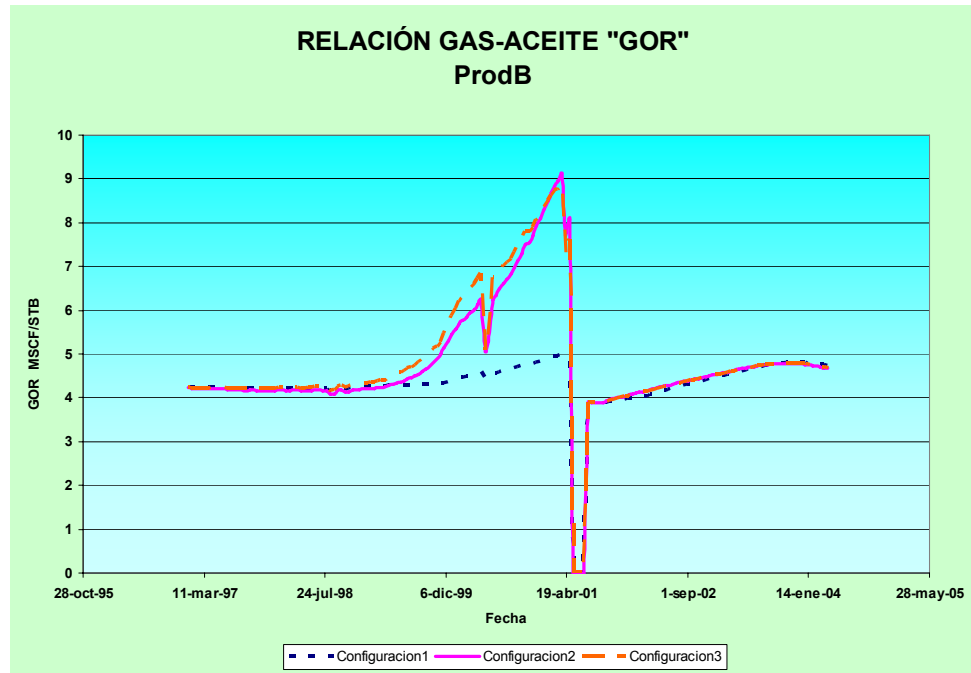
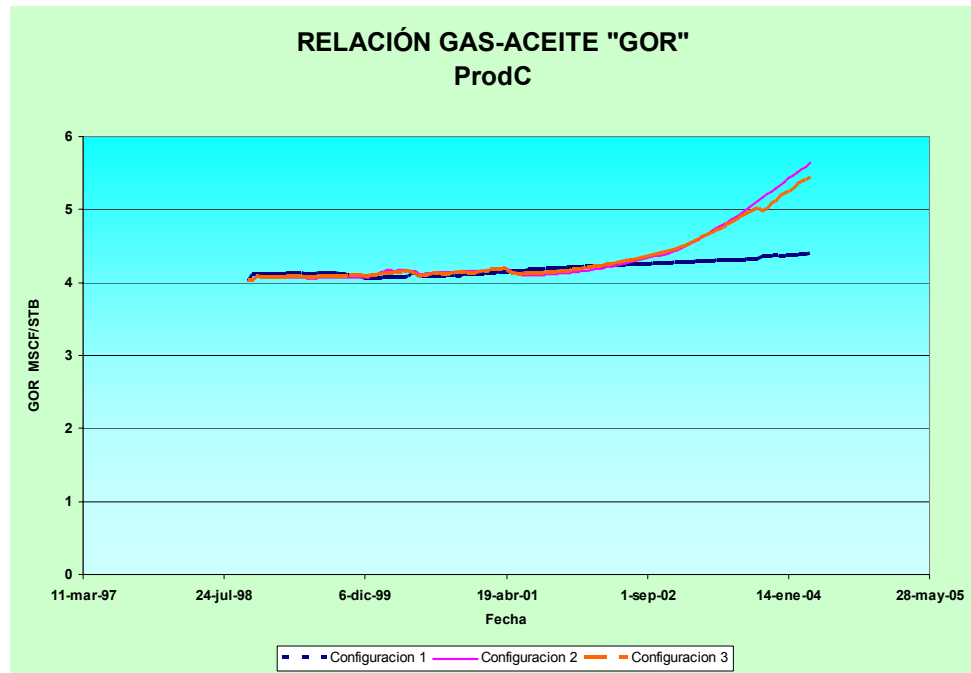


Figura 60. GOR. ProdC. "Configuraciones de fracturas".



6.2.2 Permeabilidad de la fractura. Solo por motivos de comparación con el modelo homogéneo, se escogió la configuración 2 para realizarle el análisis de sensibilidad de aquí en adelante.

En este caso, se asignaron valores de 100, 1.000 y 100.000 mD a la permeabilidad de las fracturas. Las figuras 61 y 62 muestran el comportamiento del GOR para los pozos ProdB y ProdB en este caso.

Al igual que en el modelo homogéneo, de estas dos ultimas graficas se puede notar que a mayor permeabilidad de las fracturas mayores valores de GOR son obtenidos. Sin embargo, a medida que se aumenta los valores de permeabilidad de las fracturas, menos incremento se logra en los valores del GOR calculados por el simulador. Esto se puede apreciar en la figuras 61 y 62 donde las curvas del GOR descritas para el caso de 100.000 mD y el de 10.000 mD (configuración 2) describen valores similares de GOR a diferencia del caso de 100 mD que describe valores muy inferiores a los calculados por los demás casos.

Figura 61. GOR. ProdB. “Permeabilidad de las fracturas”.

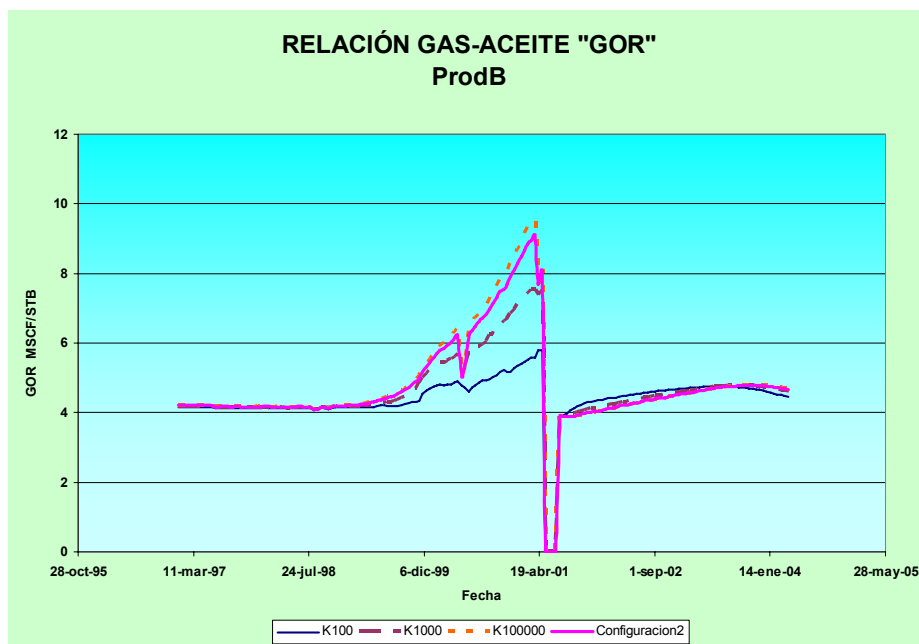
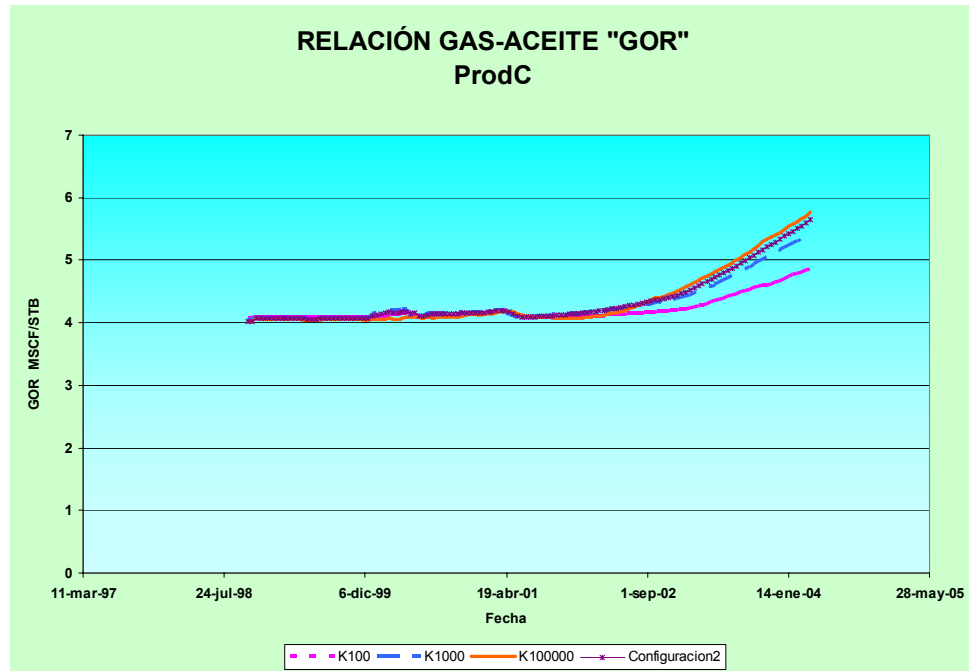


Figura 62. GOR. ProdC. “Permeabilidad de las fracturas”.



6.2.3 Factor sigma, σ . En este caso, se tomó la configuración 2 y se le varió el factor sigma a valores de 0,01, 1, 10 y 50 pies². Inesperadamente, el comportamiento de la presión promedio y la historia de producción de los pozos no mostraron cambio alguno.

La explicación a este fenómeno es que el intercambio de fluidos entre las celdas de matriz a las celdas de fracturas o viceversa, es insignificante con respecto al intercambio de fluidos entre las celdas de fracturas entre sí.

6.2.4 Porosidad de la fractura. Para analizar el efecto de la porosidad de las fracturas en la historia de producción de los pozos se realizaron tres simulaciones con porosidad de fracturas de 0,001, 0,01 y 0,1.

Las figuras 63 y 64 muestran el comportamiento del GOR arrojado por el simulador para los pozos ProdB y ProdB con los diferentes valores de porosidad de fracturas.

Como se puede notar en estas gráficas, el comportamiento del GOR para los pozos de interés es muy sensible al valor de la porosidad de la fractura. Este comportamiento del GOR se puede deber a que mientras menor cantidad de fluido contenga las celdas de las fracturas, mayor será la velocidad a la cual el fluido inyectado viaja a los pozos productores.

Definitivamente, el valor de la porosidad de la fractura es uno de los parámetros más influyentes en la historia de producción de los pozos. Las figuras 65 y 66 demuestran como el caso de porosidad de fractura igual a 0,01 reproduce aproximadamente el comportamiento del GOR a través del tiempo en los pozos ProdB y ProdB.

Figura 63. GOR. ProdB. "Porosidad de las fracturas".

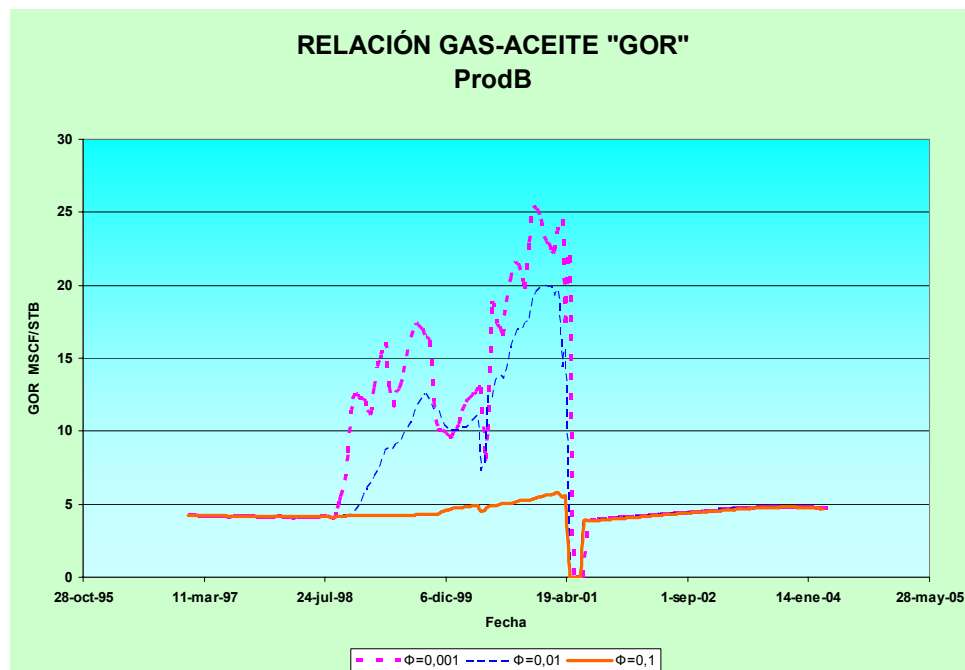


Figura 64. GOR. ProdC. "Porosidad de las fracturas".

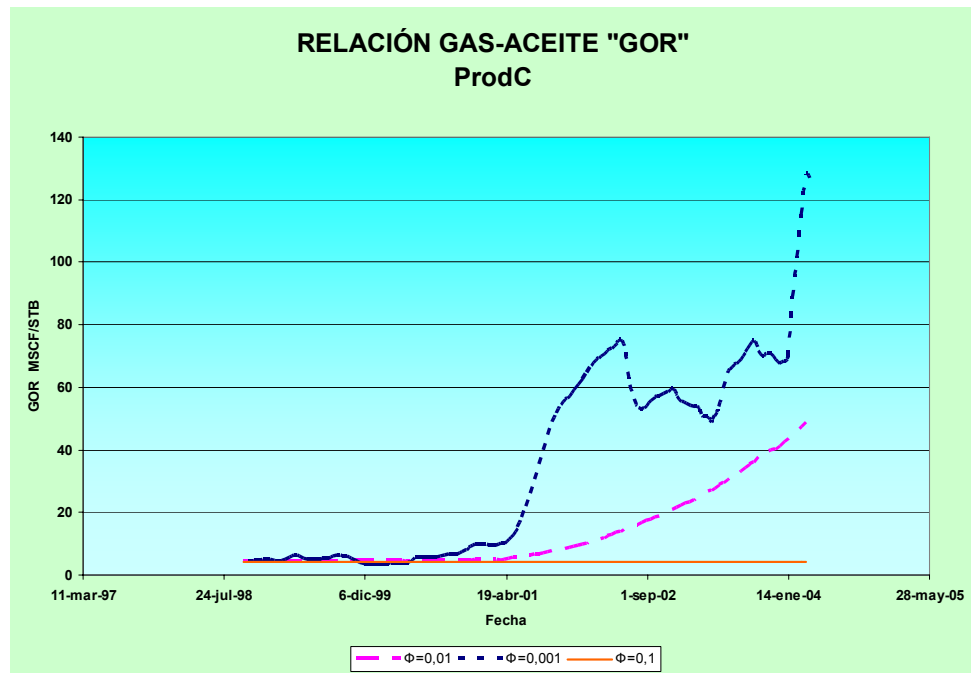


Figura 65. GOR. ProdB. "Porosidad 0,01 vs Histórico".

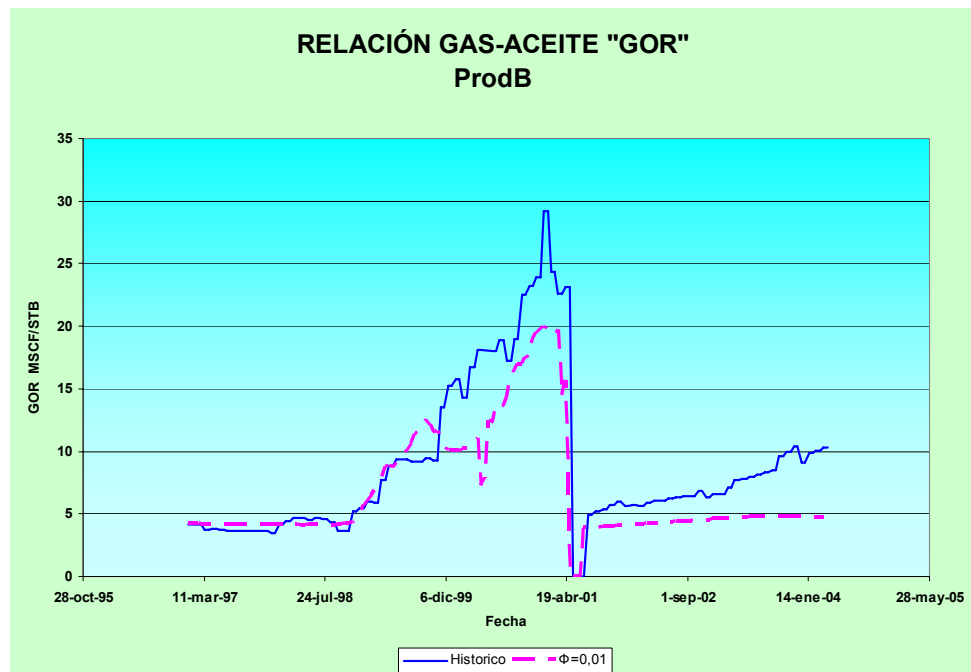
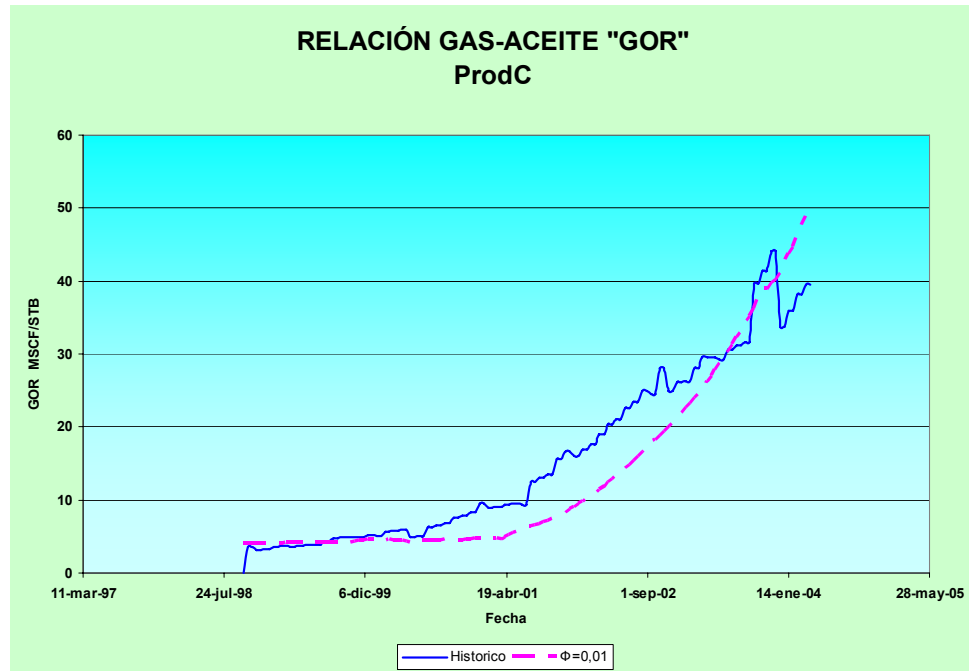


Figura 66. GOR. ProdC. "Porosidad 0,01 vs Histórico".



6.2.5 Permeabilidades relativas en las fracturas. Para este caso se tomaron los archivos planos del caso de porosidad de fracturas igual a 0,01 y se les varió las concavidades de las curvas de permeabilidades relativas como lo describen las figuras 67 y 68. Además de estas, se lanzó una simulación con las curvas de permeabilidades relativas en forma de línea recta para las fracturas como lo exhibe la figura 69.

Los resultados obtenidos para todas las curvas de permeabilidades relativas en las fracturas al igual que para el modelo homogéneo, no mostraron cambios significativos en la producción de fluidos de los pozos de interés. A excepción de un leve cambio en la producción de agua calculada para los pozos ProdB y ProdC obtenido con las curvas de permeabilidades relativas en forma de líneas rectas. Este cambio es debido únicamente al valor en la saturación de agua connata descrito por este tipo de curvas.

Figura 67. Sensibilidad en las curvas de permeabilidades relativas w-o de las fracturas.

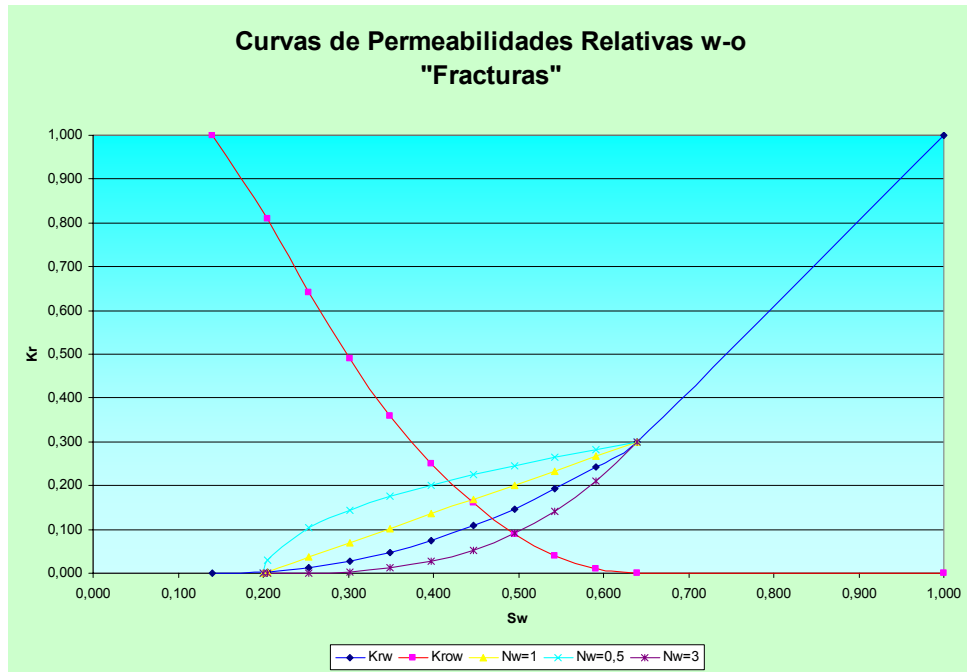


Figura 68. Sensibilidad en las curvas de permeabilidades relativas g-o de las fracturas.

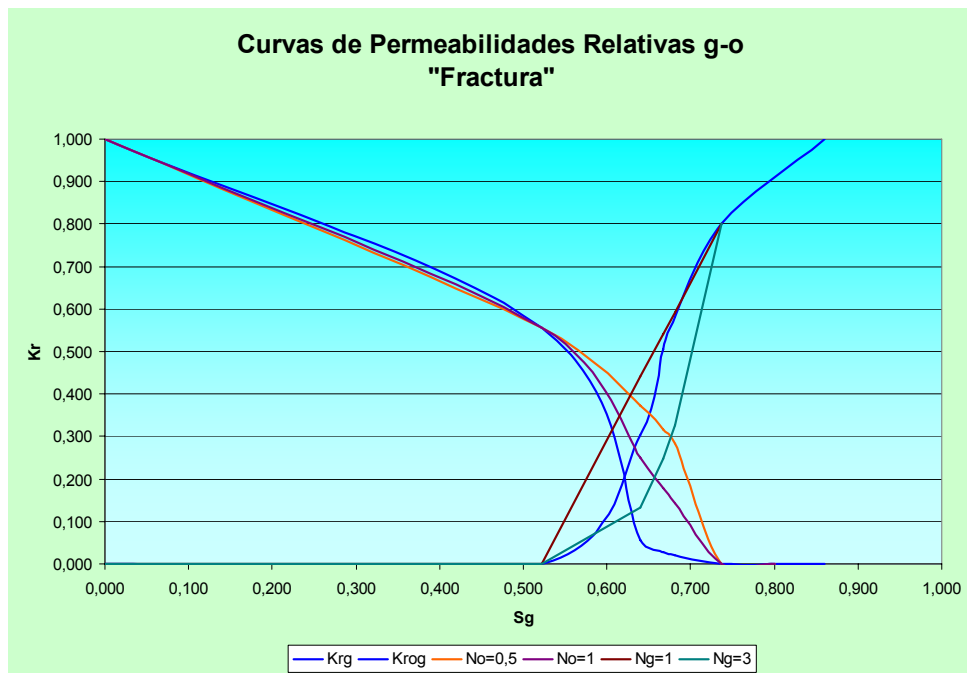
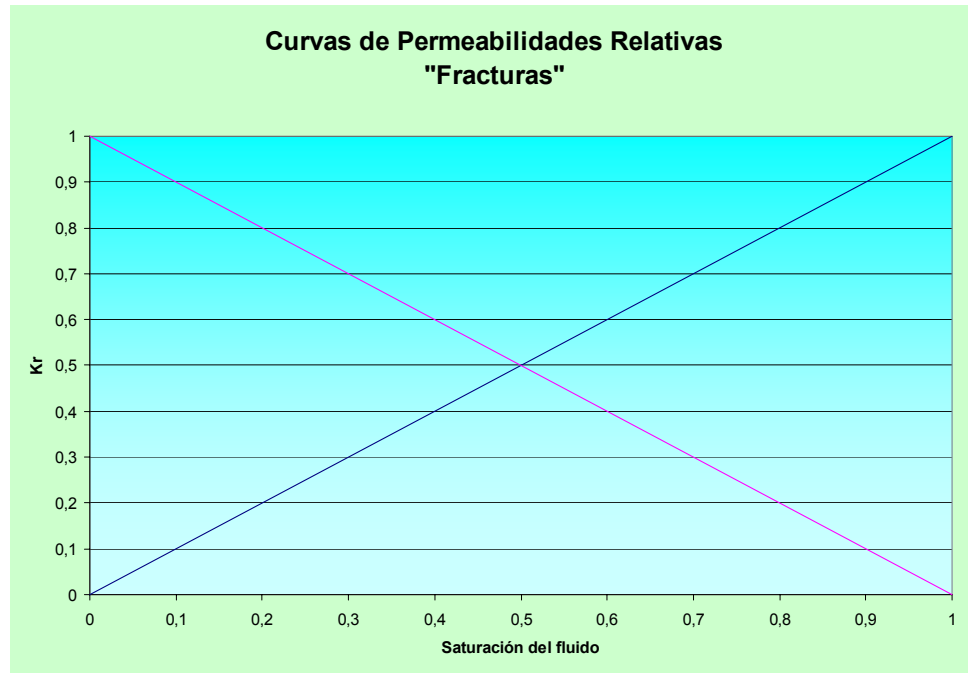


Figura 69. Curvas de permeabilidades relativas de la fractura en línea recta.



7. CONCLUSIONES

Mediante el desarrollo de este trabajo se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- ★ Las fracturas naturales tiene un efecto significativo en el modelamiento de la historia de producción en los pozos de interés. La mayor influencia de estas fracturas se puede apreciar en el comportamiento del GOR descrito por los pozos productores.
- ★ El gas inyectado se distribuye homogéneamente en todas las direcciones cuando no se tiene en cuenta las fracturas naturales en el modelo. A diferencia del comportamiento mostrado por el modelo heterogéneo donde el gas inyectado se canaliza por los caminos descritos por las fracturas naturales, dando como resultado la irrupción temprana del gas inyectado en los pozos productores y la posterior recirculación del mismo.
- ★ La presión promedio del modelo demostró ser afectada considerablemente por la producción de fluidos de los pozos adyacentes a los pozos de interés debido a que el área de drenaje de los pozos de interés es muy pequeña con respecto al área del modelo de simulación. Por esta razón se decidió tener en cuenta estos pozos adyacentes para las subsiguientes simulaciones.
- ★ La porosidad de la fractura es uno de los parámetros más importantes en el modelamiento del transporte de fluidos en el sistema doble permeabilidad estudiado en este trabajo. Esta propiedad demostró ser la más sensible al comportamiento del GOR en los pozos productores debido a que mientras menor cantidad de fluido contenga las celdas de las fracturas, mayor será la velocidad a la cual el fluido inyectado viaja a los pozos productores. Además de esto, el caso en el cual se tomó la porosidad de fractura igual a 0,01 fue el

que mejor modeló el comportamiento y los valores tan exagerados del GOR descritos en la realidad por los pozos productores.

- ★ La permeabilidad de la fractura al igual que la porosidad demostró ser un factor sensible al comportamiento del GOR de los pozos productores. De los resultados obtenidos de la sensibilidad realizada a este parámetro, se pudo notar que mientras mayor sea el valor de la permeabilidad de las fracturas mayores fueron los valores de GOR obtenidos para cada caso. Sin embargo, a medida que se aumenta los valores de permeabilidad de las fracturas, menos incremento se logra en los valores del GOR calculados por el simulador.

- ★ La forma de las curvas de permeabilidades relativas no demostró efectos significativos en la producción de fluidos de los pozos para el modelo, debido a que la mayoría del flujo en el yacimiento ocurre en fase gas.

- ★ La saturación de agua connata es un factor sensible en el modelamiento de la producción de agua de los pozos productores para el modelo. La sensibilidad realizada a este parámetro demostró que a mayores valores de saturación de agua connata mayores fueron los valores de agua producida calculada por el simulador. Adicionalmente, el caso de saturación de agua connata igual a 0,2 fue el que mejor modelo la producción de agua de los pozos productores.

- ★ La producción de fluidos calculada para los pozos de interés se mostró insensible al amplio rango de valores del factor sigma utilizado en la sensibilidad de este parámetro. Este comportamiento se debe a que el intercambio de fluidos entre las celdas de matriz a las celdas de fracturas o viceversa, es insignificante con respecto al intercambio de fluidos entre las celdas de fracturas entre sí.

8. RECOMENDACIONES

Los resultados obtenidos de este trabajo afirman la importancia de las fracturas naturales en la historia de producción de los pozos. Por lo tanto, se recomienda a la empresa operadora del campo bajo estudio, la posibilidad de implementar otros métodos de detección de la orientación e ubicación de las fracturas naturales que mejore la información de la distribución areal de las mismas en el yacimiento. Una vez conseguida esta información, se puede proceder al análisis de sensibilidad de los parámetros de las fracturas, pero en esta ocasión con un mejor conocimiento de la distribución de las fracturas naturales en el yacimiento.

Finalmente, se recomienda analizar con más profundidad en trabajos posteriores los efectos de las fracturas naturales para el campo entero, la presión capilar, los condensados de gas a escala de pozo, la diferencia de temperatura en todo el espesor del yacimiento, entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

ABDASSAH, DODDY. Characterizing and Modelling of Naturally Fractured Reservoirs.

Aguilera, Roberto. Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoir. CSEG Recorder, Calgary-Canada. Febrero 2003.

AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. Tulsa: Penn Well Publishing Company. 1995.

AYALA, L.F. ERTEHIN, T. ADEWUMI, M. Analysis of Recovery Mechanisms for Naturally Fractured Gas-Condensate Reservoirs. SPE 90010, Noviembre 2004.

BARANDIANRAN, L.C. Comportamiento de los Reservoirios de Gas Condesado.2006.

BARENBLANTT, G.I. ZHELTOV, I. P. KOCHINA, I.N. Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks. Journal of applied mathematics and mechanics, vol. 24, pag 1286-1303, 1960.

BILLINGS, Marland. Geología Estructural.

CHANG, M. Deriving the Shape Factor of a Fractured Rock Matrix. Technical Report. NIPER-696, Bartlesville, Oklahoma. 1993.

COATS, K.H. Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual Porosity Reservoirs. SPE 18427, Houston, Texas, Febrero 1989.

DA SILVA, F.V. BERELY, P. Molecular Diffusion in Naturally Fractured Reservoirs: A Decisive Recovery Mechanism. SPE 19672, Octubre 1989.

DE LA PORTE, J.J. KOSSACK, C.A. ZIMMERMAN, R.W. The Effect of Fracture Relative Permeabilities and Capillary Pressures on the Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. SPE 95241, 2005.

DEAN, R. H. LO, L. L. Simulation of Naturally fractured reservoir. SPE Reservoir Engineering, pag 638-648, Mayo 1988.

DUGUID. J.O. LEE, P.C.Y. Flow in Fractured Porous Media, Water Resour. Res. pag 124-132, 1977.

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

FANCHI, J.R. Principles of Applied Reservoir Simulation. Houston, Gulf Professional Publishing. 2001.

FIROOZABADI, A. HAUGE, J. Capillary Pressure in Fractured Porous Media. J. Petrol. Tech. pag 784-791, Junio 1990.

FIROOZABADI, A. THOMAS, L.K. Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual Porosity Simulators. SPE 18741, 1990.

GALVIS, Emilia. SANDOVAL, Ingrid. Metodología para la Caracterización Estática de Fracturas en un Yacimiento Naturalmente Fracturado. Aplicación a un Campo Colombiano. Bucaramanga: Tesis de grado.

KAZEMI, H. MERRILL, J.R. PORTELTERFIELD, K.L. ZEMAN, P.R. Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs. SPE Journal, vol. 16, pag 317-326, Diciembre 1976.

LIM, K.T. AZIZ, K. Matrix-Fracture Transfer Functions for Dual Porosity Simulators. J. Petroleum Sci. and Eng, vol. 13. pag 169-178, 1995.

LOMBARD, J.M. KALAYDJIAN, F. BOURBIAUX, B.J. Predicting Gas Condensated Reservoir Performance: How Flow Parameters Are Altered When Approaching Production Wells. Conferencia "Optimisation of Gas Condensate Fields". Junio, 1997.

MCDONALD, A.E. BECKNER, B.L. CHANG, H.M. JONES, T.A. WOOTEN, S.O. Some Important Considerations in the Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. SPE 21814, Abril, 1991.

MEHRAN P.D. FIROOZABADI, A. Cocurrent and Countercurrent Imbibition in a Water-Wet Matrix Block. SPE Journal, vol. 5, No. 1, pag 3-11, Marzo 2000.

NELSON, R. A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing. Houston Texas 2001.

PARIS, MAGDALENA. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Venezuela, 2001.

PEÑUELA, G. CIVAN, R. HUGHES, G. WIGGINS. M.L. Time-Dependent Shape Factors for Secondary Recovery in Naturally Fractured Reservoirs. SPE 75524, Calgary, Alberta, Canada. Mayo 2002.

ROSSEN, W.R. KUMAR, A.T.A. Effect of Fractures Relative Permeabilities on Performance of Naturally Fractured Reservoirs. SPE 28700, 1994.

SCHLUMBERGER. Eclipse Technical Description. 2001a.

THOMAS, L.K. DIXON, T.N. PIERSON, R.G. Fractured Reservoir Simulation. SPE Journal, pag 317-326, Febrero 1983.

U. S. National committee for rock mechanics. Rock fractures and fluid flow. Washington. D.C. 1996.

VAN HEEL, A.P.G. & BOERRIGTER, P.M. Shape Factor in Fractured Reservoir Simulation. SPE102471, San Antonio, Texas, U.S.A. Septiembre 2006.

WARREN, J. E. ROOT, P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPE Journal, vol. 3, pag 245-255, Septiembre, 1953.