

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO CONCEPTUAL SOBRE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE PROCESOS AGA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Chichiricco M., Bárbara
Sillet L., Analis L.

Caracas, Octubre 2004

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO CONCEPTUAL SOBRE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE PROCESOS AGA

TUTOR ACADÉMICO: PhD Elena Escobar

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Chichiricco M., Bárbara
Sillet L., Analis L.

Caracas, Octubre de 2004

DEDICATORIA

A Dios por darnos la salud para alcanzar nuestras principales metas y disfrutarlas junto a nuestros familiares.

A nuestros padres por su apoyo, cariño y ayuda incondicional que siempre nos ofrecieron y sin los cuales no podríamos haber llegado hasta aquí.

Analis y Bárbara

AGRADECIMIENTOS

A nuestros tutores y profesores de la escuela, que nos ayudaron a crecer profesionalmente y contribuyeron en la culminación de este trabajo.

A nuestros hermanos por ser una fiel compañía y darnos su apoyo durante todo este tiempo.

A nuestros compañeros de la sala de simulación Roberto, Sergio, Jorge, Lamuño, Nadya, Luzangela, Héctor, Ricardo y Marino que nos ayudaron muchísimo en el manejo del simulador, y fueron de gran compañía durante este tiempo y a nuestros amigos María Gabriela Rodríguez, Ángel Romero, Jesuar Marín.

A Linda y chiquitín, que siempre están a mi lado brindándome compañía. A Joao y a su familia por brindarme amor y ayuda en todo momento. A Bárbara, mi amiga y compañera de Tesis, que juntas logramos pasar los momentos difíciles de este trabajo. A mis mejores amigas Maria Gabriela, Yoselyn por estar siempre ahí cuando más las he necesitado. A mis grandes amigos que empezaron conmigo la carrera y que estudiaron a lo largo de ella Rosa, Vladimir, Johanna, Karla, Carlos, Arlynn, Gilberto, Hernán, Desiree, Yuyo, Juan, Félix, Federico, Gian Franco, Humberto, Luis, Negro, Guenis, Fermín, Marijor, gracias por compartir conmigo todos los momentos difíciles y felices de esta etapa de mi vida, dándome ánimos

en los momentos que más necesité siempre los tendré en mi corazón, los quiero mucho.

A Francis por el amor y el apoyo que me ofreció durante todo este tiempo.

A Analis, mi amiga y compañera de Tesis, por haber sido una gran compañía en la realización de este trabajo. A mis mejores amigos Maria Gabriela Nass, José Chirinos, Alejandro Ciliberto, Luz Garnica, Yeky Gamez, Anaalice Paiva, Edurne De Elquezabal y Verónica Miralles por estar siempre a mi lado cuando los he necesitado.

Autores: Chichiricco M., Bárbara y Sillet L., Analis L.

Título Académico a obtener: Ingeniero de Petróleo.

Universidad: Universidad Central de Venezuela.

Fecha: Octubre de 2004

Tutor Académico: PhD. Elena Escobar

RESUMEN

Los objetivos principales de este Trabajo Especial de Grado son conocer la influencia del fenómeno de histéresis en la simulación numérica del proceso de inyección alternada de agua y gas, definido como proceso *AGA* y estudiar, desde el punto de vista de simulación numérica, la existencia de una analogía entre inyectar en forma simultánea agua y gas con una relación 1:1, vs. la inyección *AGA*. Adicionalmente, se hace una revisión de los modelos de histéresis disponibles en el simulador *ECLIPSE® 100* y se profundiza en el entendimiento de la simulación del proceso *AGA*, estableciendo una comparación con los procesos de inyección de agua y de gas inmiscible y realizando sensibilidades con el tamaño del tapón y la relación volumétrica entre los tapones de gas y agua.

Este trabajo tiene un enfoque conceptual, sin embargo para su desarrollo se tomaron algunas propiedades genéricas del Campo El Furrial en el Norte de Monagas

Los resultados de este trabajo muestran que es difícil seleccionar el mejor modelo y opciones de histéresis para simular un proceso *AGA*. Ninguno de los tres modelos disponibles converge a la misma respuesta en lo que se refiere a recobro y tiempos de irrupción El fenómeno de histéresis representa en general un incremento (23% promedio) apreciable del tiempo de computación. El modelo *WAGHYSTR* para el caso estudiado en este trabajo presentó gran inestabilidad numérica. Existen importantes diferencias entre simular el proceso con y sin histéresis. Para el caso estudiado, la simulación de la inyección simultánea para una relación de 1:1 da resultados dentro del rango de los obtenidos con el modelo de histéresis, pero con una reducción de un 92% en el tiempo de computación. Se observa un incremento en el recobro del proceso *AGA* sobre los procesos de inyección de agua y gas inmiscible. Con el empleo del modelo *WAGHYSTR* no se observaron fuertes efectos del tamaño de los tapones de agua y gas o de la relación entre ellos al simular el proceso *AGA*.

Palabras Claves: Inyección *AGA*, Histéresis, Inyección Simultánea, Furrial

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
RESUMEN	i
ÍNDICE DE CONTENIDO	ii
ÍNDICE DE TABLAS	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vi
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	4
2.1 Conceptos Básicos.....	4
2.1.1 Tensión Superficial e Interfacial.....	4
2.1.2 Humectabilidad	6
2.1.3 Presión Capilar	8
2.1.4 Permeabilidad.....	10
2.2 Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas, <i>AGA</i>	19
2.2.1 Proceso <i>AGA</i>	20
2.2.2 Aplicaciones de Campo	21
2.2.3 Problemas Operacionales.....	24
2.2.4 Factores que afectan el Proceso <i>AGA</i>	25
2.3 Inyección Simultánea de Agua y Gas (<i>SAGA</i>) como Método de Recuperación de Petróleo.....	28
2.4 Campo El Furrial	32
CAPÍTULO III. EL FENÓMENO DE HISTÉRESIS.....	34
3.1 Histéresis.....	34
3.1.1 Causas del Fenómeno de Histéresis	37
3.1.2 Generalidades sobre la Histéresis en las Curvas de k_r y p_c	38
3.2 Efectos de la Histéresis sobre la Producción de Yacimientos	39
3.2.1 Control de Movilidad – Proceso <i>AGA</i> ^(6,16)	39
3.2.2 Reducción de la Conificación de Agua ⁽¹⁶⁾	41
3.2.3 Casos No Favorables	41
3.3 Aplicación de la Histéresis en la Simulación de Yacimientos	42
3.3.1 Curvas de <i>Scanning</i>	43

3.4 Modelos Desarrollados para considerar la Histéresis en la Simulación Numérica	44
3.4.1 Modelo de Land (1968) ⁽¹⁷⁾	44
3.4.2 Modelo de Killough (1976) ⁽¹⁸⁾	46
3.4.3 Modelo de Carlson (1981) ⁽¹⁴⁾	51
3.4.4 Modelo de Larsen y Skauge (1999) ⁽⁶⁾	53
3.4.5 Consideraciones Básicas para la Simulación con Histéresis...	55
CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO.....	62
4.1 Compilación de Datos para Generar el Modelo de Simulación	62
4.2 Simulador Numérico de Yacimientos	62
4.3 Generación del Modelo de Yacimiento.....	63
4.3.1 Propiedades del Petróleo y el Gas	64
4.3.2 Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar	66
4.4 Diseño de la Malla de Simulación	70
4.5 Diseño de las Corridas de Simulación.....	71
4.7 Evaluación de los Modelos de Histéresis	73
4.8 Sensibilidades	76
CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS	78
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	130
CONCLUSIONES.....	130
RECOMENDACIONES	134
BIBLIOGRAFÍA.....	135
APÉNDICE I. CAMPO EL FURRIAL.....	138
I.1 Geología del Campo El Furrial	139
I.2 Estructura	139
I.3 Estratigrafía.....	141
I.4 Ambiente de Sedimentación.....	142
I.5 Propiedades Petrofísicas.....	142
I.6 Propiedades de los Fluidos ⁽¹³⁾	143
I.7 Asfaltenos.....	143
I.8 Plan de desarrollo del Campo el Furrial ⁽¹³⁾	144
I.8.1 Recobro Primario	144

ÍNDICE

I.8.2 Recobro Secundario	145
I.8.3 Recobro Mejorado	146
I.9 Condiciones Actuales del campo el Furrial ⁽¹³⁾	147
APÉNDICE II. SELECCIÓN DEL MODELO	149
APÉNDICE III. ARCHIVO DE DATOS DEL MODELO <i>WAGHYSTR</i>	153
NOMENCLATURA.....	182

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Reglas Empíricas de Craig	12
Tabla 4.1 Resumen de las Corridas Planificadas	73
Tabla 4.2. Modelos de Histéresis y Fase Mojante del Sistema.....	74
Tabla 4.3 Variación de la Longitud de tapón.....	77
Tabla 4.4 Variación de la Relación Gas/Agua	77
Tabla 5.1. Modelos de Histéresis del Simulador ECLIPSE® 100	79
Tabla 5.2. Efecto de los Modelos de Histéresis sobre el Proceso AGA..	81
Tabla 5.3 Comparación de distintos Valores de la Constante de Land...	93
Tabla 5.4. Resultados de Simular el Proceso AGA con y sin Histéresis	102
Tabla 5.5. Comparación de la Inyección Simultánea con el Proceso AGA con Histéresis	107
Tabla 5.6 Factor de Recobro	113
Tabla 5.7. Variación de la Longitud de Tapón para la Inyección Alternada Agua y Gas	117
Tabla 5.8. Efecto de la Variación de la Longitud de Tapón en la Inyección Alternada de Agua y Gas.....	118
Tabla 5.9. Variación de la Relación Gas/Agua en la Inyección Alternada Agua y Gas	123
Tabla 5.10. Efecto de la Variación de la Relación Gas/Agua en la Inyección Alternada de Agua y Gas.....	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1 Tensión Interfacial Sistema petróleo/agua/roca	4
Fig. 2.2 Mojabilidad de un Sistema de agua/petróleo/sólido	7
Fig. 2.3. Curva de Presión Capilar	10
Fig. 2.4. Curvas de Permeabilidad Relativa Bifásica	13
Fig. 2.5. Efecto de la Mojabilidad sobre la Permeabilidad Relativa. Sistema Mojado por Agua	15
Fig. 2.6. Efectos de la Mojabilidad sobre la Permeabilidad Relativa. Sistema Mojado por Petróleo	16
Fig. 2.7. Desplazamiento de los tapones de fluido en el Proceso AGA ...	19
Fig. 2.8 Aplicación en Campo de AGA miscible y AGA	22
Fig. 2.9 Aplicación en Campo del Proceso AGA según el tipo de gas inyectado	23
Fig. 2.10 Aplicación en Campo del Proceso AGA según el tipo de Yacimiento	24
Fig. 3.1 Curvas de Permeabilidad Relativa (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojable al agua	35
Fig. 3.2 Curvas de Presión Capilar (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojable al agua	36
Fig. 3.3 Curvas de Permeabilidad Relativa (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojable al crudo	36
Fig. 3.4 Curvas de Presión Capilar (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojable al crudo	37
Figura 3.5. Curvas <i>Scanning</i> para k_{rg} en un sistema gas/crudo	44
Figura 3.6 Histéresis y Curva de <i>Scanning</i> para k_r – Fase no Mojante....	45
Fig. 3.7 Histéresis y Curvas de <i>Scanning</i> para la p_c	48
Fig.3.8 Curvas de <i>Scanning</i> para la p_c . Caso cambio de dirección en punto intermedio de la curva de <i>scanning</i>	49
Figura 3.9 Histéresis y Curva de <i>Scanning</i> para la k_r – Fase Mojante	50
Fig. 3.10 Histéresis y Curva de <i>Scanning</i> para k_{rw}	52
Fig. 3.11 Curvas de <i>Scanning</i> incorrectas para k_r – Sistema Trifásico (puntos finales inconsistentes)	56

Fig. 3.12 Curvas de <i>Scanning</i> correctas para k_r – Sistema Trifásico (puntos finales consistentes)	56
Fig. 3.13 Curvas envolventes de p_c para el sistema agua/crudo – Sistema mojado por agua	58
Fig. 3.14 Curvas envolventes de p_c para el sistema gas/crudo – Sistema mojado por agua	58
Fig. 3.15 Curvas envolventes de k_r para el sistema agua/crudo – Sistema mojado por agua	59
Fig. 3.16 Curvas envolventes de k_r para el sistema gas/crudo – Sistema mojado por agua	59
Fig. 4.1 Permeabilidad Absoluta en Dirección Z	64
Fig. 4.2 Propiedades PVT del Petróleo	65
Fig. 4.3 Propiedades PVT del Gas	65
Fig. 4.4 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Gas Yacimiento Cretáceo	66
Fig. 4.5 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Gas – Yacimiento Cretáceo	67
Fig. 4.6 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Agua-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua	67
Fig. 4.7 Curvas de Permeabilidad Relativa al Agua-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua	68
Fig. 4.8 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Gas-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua	68
Fig. 4.9 Curvas de Permeabilidad Relativa al Gas-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua	69
Fig. 4.10 Curvas de Presión Capilar Petróleo/Agua-Imbibición y Drenaje- Sistema mojado al Agua	69
Fig. 4.11 Curvas de Presión Capilar Petróleo/Gas-Imbibición y Drenaje- Sistema mojado al Agua	70
Fig. 4.12 Malla utilizada en el Modelo de Simulación	71
Fig. 5.1. Factor de Recobro de Modelos de Histéresis - Proceso AGA .	82
Fig. 5.2. Relación Gas Petróleo - Proceso AGA 1:1 - Corridas 1 a la 5 ..	83

Fig. 5.3. Relación Gas Petróleo para la corrida 6. Modelo WAGHYSTR.	83
Fig. 5. 4. Corte de Agua para los diferentes Modelos de Histéresis.	85
Fig. 5.5. Historia de Presión de Yacimiento para cada opción de Histéresis	86
Fig. 5.6. Historia de la Tasa de inyección de Gas para cada Opción de Histéresis	87
Fig. 5.7. Tiempo de Computación para cada Opción de Histéresis	88
Fig. 5.8. Tasas de Producción de Líquido y de Petróleo - <i>WAGHYSTR</i> .	90
Fig. 5. 9. Tasas de Producción de Líquido y de Petróleo – Killough tipo 4	91
Fig. 5.10 Factor de Recobro – Proceso <i>AGA</i> - Sensibilidad a Constante de Land – <i>WAGHYSTR</i>	94
Fig. 5.11. RGP-Proceso <i>AGA</i> -Efecto de la Constante de Land - <i>WAGHYSTR</i>	95
Fig. 5.12. Corte de Agua – Proceso <i>AGA</i> – Efecto de la Constante de Land – <i>WAGHYSTR</i>	96
Fig. 5.13. Producción Acumulada de Gas – Proceso <i>AGA</i> – Efecto de la Constante de Land - <i>WAGHYSTR</i>	97
Fig. 5.14. Presión de Yacimiento – Proceso <i>AGA</i> – Efecto de la Constante de Land - <i>WAGHYSTR</i>	98
Fig. 5.15. Tasa de Gas Inyectada – Proceso <i>AGA</i> – Constante de Land, $C = 0,58$ y 3	99
Fig. 5.16. Tasa de Agua Inyectada – Proceso <i>AGA</i> – Constante de Land, $C = 0,58$ y 3	100
Fig. 5.17. Tiempo de Computación – Proceso <i>AGA</i> – Constante. de Land, $C = 0,58$ y 3	101
Fig. 5.18. Factor de Recobro para el Proceso <i>AGA</i> con y sin Histéresis	103
Fig. 5. 19. Relación Gas Petróleo - Proceso <i>AGA</i> con y sin Histéresis.	104
Fig. 5.20. Corte de Agua para el Proceso <i>AGA</i> con y sin Histéresis.....	105
Fig. 5. 21. Tiempo de Computación Proceso <i>AGA</i> con y sin Histéresis	105

Fig. 5.22. Factor de Recobro de la Inyección Simultánea y Proceso AGA con Histéresis	108
Fig. 5.23. Relación Gas-Petróleo de la Inyección Simultánea y Proceso AGA con Histéresis.....	109
Fig. 5.24. Corte de Agua de la Inyección Simultánea y Proceso AGA con Histéresis	110
Fig. 5.25. Tiempo de Computación de la Inyección Simultánea y Proceso AGA con Histéresis.....	111
Fig. 5.26. Factor de Recobro para la Inyección de Agua, Gas y AGA ...	113
Fig. 5.27. RGP vs. tiempo para los Procesos de Inyección de Gas y AGA	114
Fig. 5.28. Producción Acumulada de Gas – Proceso AGA – Efecto de la Constante de Land - <i>WAGHYSTR</i>	114
Fig. 5. 29. Corte de Agua para los Procesos de Inyección de Agua y AGA	115
Fig. 5. 30. Tiempo de Computación para los procesos de Inyección de Agua, Inyección de Gas y AGA.....	116
Fig. 5.31. Factor de Recobro para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses.....	119
Fig. 5.32. Relación Gas-Petróleo para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses	119
Fig. 5.33. Corte de Agua para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses	121
Fig. 5.34. Tiempo de Computación para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses	122
Fig. 5.35. Factor de Recobro para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua.....	125
Fig. 5.36. Corte de Agua para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua.....	126
Fig. 5.37. Comportamiento de la Presión para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua	127

ÍNDICE

Fig. 5.38. Producción Total de Gas para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua	128
Fig. 5.39. Tiempo de Computación para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua	129
Fig. I.2. Curvas Estructurales del Campo el Furrial	140

INTRODUCCIÓN

El proceso de inyección alternada de agua y gas, *AGA*, es uno de los procesos de recuperación de crudo liviano y mediano que ha sido utilizado con gran éxito a nivel mundial. En Venezuela está visto como uno de los métodos con mayores posibilidades de aplicación a escala comercial en el Norte de Monagas, especialmente en el Campo El Furrial.

Debido al creciente interés asociado con este proceso, una extensa variedad de trabajos de investigación, a nivel de laboratorio, simulación numérica y campo, ha sido realizada con el fin de entender el proceso y poder predecir sus resultados. Sin embargo, pareciera que todavía nos encontramos al principio de un largo camino.

El proceso *AGA* fue originalmente propuesto como un método para mejorar la eficiencia de barrido del proceso de inyección continua de gas, usando el agua para controlar la movilidad del gas y estabilizar el frente de desplazamiento de crudo. El proceso consiste en inyectar un volumen determinado de agua o gas, denominado tapón y este es seguido por la inyección de otro tapón (de igual o diferente volumen) de la otra fase. La inyección de un tapón de cada fluido constituye un ciclo y este proceso se repite varios ciclos dentro de la historia productiva del yacimiento hasta que el proceso se torna económicamente ineficiente.

Dentro del medio poroso la inyección *AGA* genera un comportamiento complejo de predecir, dada la variación en las saturaciones de los fluidos inyectados (agua o gas), las cuales incrementan o disminuyen alternadamente en cada ciclo, lo que determina la presencia del fenómeno de histéresis para las fases agua y gas e involucra un sistema de permeabilidades relativas y presiones capilares donde en el frente de desplazamiento se deben considerar el movimiento de las tres fases petróleo, gas y agua.

Dentro de la simulación numérica del proceso *AGA*, existen expertos como el Dr. Mike Todd, (asesor de la simulación *AGA* en el Campo El Furrial) que recomienda simular la inyección simultánea de agua y gas para representar el proceso *AGA* con histéresis. En su opinión los resultados de ambas simulaciones son comparables, con la ventaja considerable de que la inyección simultánea consume un menor tiempo de computación que la simulación del proceso *AGA* tomando en cuenta en fenómeno de histéresis. Hasta el momento, no se ha encontrado ningún trabajo de simulación publicado que discuta tal afirmación y es por ello que investigar al respecto constituye uno de los objetivos principales de este trabajo.

Por otro lado, existen a la disposición del profesional que simula numéricamente un yacimiento, una gran gama de modelos y opciones dentro de los modelos para simular el fenómeno de histéresis, dependiendo de la información petrofísica experimental disponible (curvas de drenaje e imbibición para las permeabilidades relativas y la presión capilar) y del conocimiento cierto de cual es la fase mojante. Es por ello, que en lo concerniente al simulador ECLIPSE®100, (disponible en la UCV) se consideró como parte de este trabajo realizar un análisis de los diferentes modelos y opciones de simulación para el proceso *AGA*.

Adicionalmente, con la finalidad de profundizar el conocimiento sobre el proceso *AGA* inmiscible, en la última parte del trabajo se realiza una comparación entre los procesos de inyección continua de agua y gas en conjunto con el proceso *AGA*, y además se realiza un estudio de sensibilidad entre los tamaños de los tapones de gas y agua inyectados y la relación volumétrica entre ellos para un proceso *AGA*.

Aún cuando este estudio se enmarca dentro de la simulación numérica conceptual, se decidió utilizar algunas características generales y operacionales del Campo El Furrial, para generar el modelo de

yacimiento utilizado para desarrollar este trabajo. Dicho modelo se diseñó lo suficientemente simple para facilitar la comprensión de los resultados y para poder realizar las corridas en un tiempo relativamente corto.

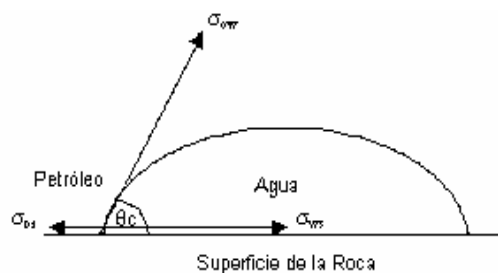
Este trabajo está dividido en seis capítulos, el primero es representado por esta introducción, el segundo contempla un resumen de algunos conceptos fundamentales necesarios para facilitar la comprensión de este trabajo y adicionalmente se presenta todo lo referente al proceso *AGA*, en el capítulo III se hace una compilación de la revisión bibliográfica relacionada con el fenómeno de histéresis, donde se discuten algunos de los modelos más importantes para representar dicho fenómeno. En el capítulo IV se presenta la metodología desarrollada para cumplir los objetivos perseguidos en este trabajo y se hace una explicación detallada del modelo de simulación desarrollado. En el capítulo V se presenta una discusión detallada de los resultados obtenidos. Finalmente, en el capítulo VI se presentan las conclusiones y recomendaciones de este trabajo. Para finalizar este trabajo se anexa una sección donde se presenta la nomenclatura utilizada.

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los resultados de la revisión bibliográfica referente a los conceptos básicos necesarios para soportar la teoría de histéresis que se discutirá en el próximo capítulo. Así mismo se describen aspectos relacionados con los procesos de inyección alternada (AGA) y simultánea de agua y gas. Finalmente, se presentan las características más importantes del Campo El Furrial, el cual es utilizado como referencia para el desarrollo del modelo de simulación y para los criterios de operación impuestos a las corridas y discutidos en el Capítulo IV.

2.1 Conceptos Básicos

El proyecto de investigación planteado en este trabajo necesita hacer uso de algunas definiciones básicas relacionadas con los fundamentos del flujo de fluidos en el medio poroso. Es por ello que en esta sección se hace una revisión breve de conceptos tales como tensión interfacial, humectabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa.

2.1.1 Tensión Superficial e Interfacial

**Fig. 2.1 Tensión Interfacial Sistema
petróleo/agua/roca ⁽¹⁾**

Cuando fluidos inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, se genera una diferencia de fuerzas entre las fases a lo largo de las interfases, que se denomina tensión interfacial o tensión superficial, la cual es definida como una fuerza por unidad de longitud, comúnmente expresada en unidades de dinas/cm. Valores típicos de tensión interfacial están en el orden de 20 - 30 dinas/cm.

La ecuación de Young-Dupre ⁽¹⁾, relaciona el balance de fuerzas interfaciales entre un sólido y dos fluidos inmiscibles puestos en contacto, para el caso de un sistema petróleo-agua-roca, dicha expresión tiene la siguiente forma:

$$\sigma_{or} - \sigma_{wr} = \sigma_{ow} * \cos \theta_c \quad \text{e.c 2.1}$$

donde,

σ_{or} = Fuerza por unidad de longitud en la interfase crudo/roca o tensión interfacial entre el crudo y la superficie del sólido, dinas/cm.

σ_{wr} = Fuerza por unidad de longitud en la interfase agua/roca o tensión interfacial entre el agua y la superficie del sólido, dinas/cm.

σ_{ow} = Fuerza por unidad de longitud en la interfase petróleo/agua o tensión interfacial entre el agua y petróleo, dinas/cm.

θ_c = Ángulo de contacto en al interfase crudo-agua-superficie sólida, puede variar entre 0 y 180°.

En la ecuación 2.1 el término de la izquierda $\sigma_{or} - \sigma_{wr}$ representa la fuerza de adhesión a la superficie de la roca. En la Fig. 2.1 se observa en la dirección de las fuerzas de tensión interfacial y el ángulo de contacto para un sistema petróleo-agua-roca.

La tensión interfacial entre dos fluidos miscibles es igual a cero.

La tensión interfacial tiene importancia fundamental en el flujo de fluidos en el medio poroso y en el recobro microscópico o eficiencia de desplazamiento de los procesos de inyección de agua y gas. Su efecto se observa en forma directa en la humectabilidad y en la presión capilar.

2.1.2 Humectabilidad

También conocida como mojabilidad del medio poroso, es la preferencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible. Aplicando este término a la ingeniería de yacimiento, la superficie sólida es la roca del yacimiento y los fluidos están representados por el petróleo, el agua o el gas. La humectabilidad depende de la composición química de ambos fluidos y de la roca, la cual puede ser alterada por efectos químicos (inyección de compuestos tensoactivos, ácidos, etc.) y por efectos térmicos (inyección de vapor entre otros).

La fase que presenta la mayor tensión de adhesión (tensión interfacial fluido/roca) con la roca del yacimiento, se denomina fase mojante, mientras que la que presenta menor tensión, se denomina fase no mojante.

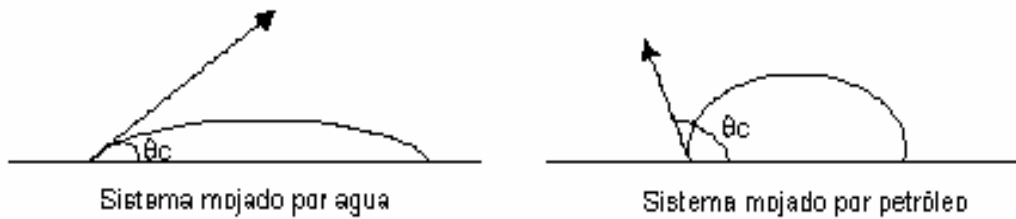


Fig. 2.2 Mojabilidad de un Sistema de agua/petróleo/sólido ⁽¹⁾

En general, la fase mojante tiende a ocupar en forma natural los poros más pequeños del medio poroso, por lo tanto la humectabilidad influye, sobre la localización relativa de los fluidos dentro del medio poroso y en consecuencia controlará su habilidad para fluir.

La mojabilidad depende de las fuerzas de tensión interfacial y del ángulo de contacto entre el fluido mojante y el sólido, en presencia del fluido no mojante.

En sistemas petróleo-agua-roca se tienen los siguientes rangos,

- $\theta < 90^\circ$ se considera que la roca es preferencialmente mojada por agua.
- $\theta > 90^\circ$ se considera que la roca es preferencialmente mojada por petróleo.
- $\theta_c \cong 90^\circ$ la roca tendrá una mojabilidad intermedia.

La Fig. 2.2 presenta esquematizado los casos de humectabilidad al agua y al crudo.

La forma de medir experimentalmente la humectabilidad de la roca se escapa del alcance de este trabajo, detalles sobre el mismo están referenciados en la literatura ^(1,2)

La fase gas siempre se considera fase no mojante.

2.1.3 Presión Capilar

La presión capilar, p_c , en un medio poroso se define como la diferencia de presión existente en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, cuando uno de ellos moja la superficie de la roca en preferencia del otro. Puede observarse como en esta definición se pone de manifiesto el efecto de la humectabilidad de la roca sobre la p_c .

La presión será siempre mayor del lado de la interfase donde se encuentre el fluido no mojante. Por definición la presión capilar se expresa como:

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad \text{e.c 2.2}$$

donde,

p_c = Presión capilar

p_{nw} = Presión capilar de la fase no mojante.

p_w = Presión capilar de la fase mojante.

La presión capilar viene expresada en unidades de fuerza por unidad de área. En unidades de campo se habla de libras por pulgadas cuadradas, lpc (o en psi en inglés).

En el medio poroso, es posible definir los canales capilares como orificios más o menos circulares de radio promedio r_c . La presión necesaria para que un fluido que no moja la roca penetre por este orificio se puede estimar de esta ecuación:

$$p_c = \frac{9.519 \cdot 10^7 \sigma_{wo} \cdot \cos \theta_c}{r_c} \quad \text{e.c 2.3}$$

donde,

p_c = Presión capilar o diferencia de presión en la interfase de dos fluidos inmiscibles, dentro de un canal de diámetro capilar, psi.

σ_{wo} = Tensión interfacial entre el agua y el crudo, dinas/cm.

r_c = Radio del canal capilar, pie.

La distribución de fluidos en un yacimiento depende fuertemente de la presión capilar. Pruebas de laboratorio ⁽¹⁾, no discutidas en este capítulo, son realizadas para establecer la dependencia de la p_c , obtenida a través de muestras de núcleo, con el espesor o altura del yacimiento a fin de estimar la zona de transición o el contacto agua-petróleo para un yacimiento determinado. La Fig. 2.3 muestra el perfil vertical de saturación de agua, S_w , en un yacimiento, obtenido a partir de datos de p_c vs. S_w medidos en núcleos.

La p_c ayuda a determinar la saturación de agua irreducible o connata de un yacimiento. La interpretación de la curva da cierta indicación de la homogeneidad de roca considerada.

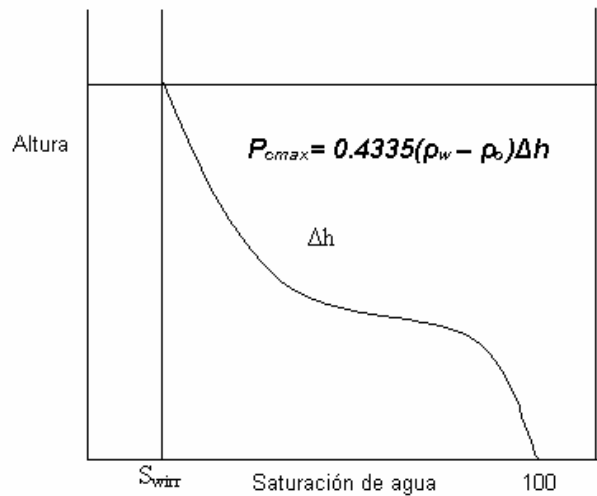


Fig. 2.3. Curva de Presión Capilar ⁽¹⁾

En el capítulo III se discute en detalle el fenómeno de histéresis y su efecto sobre la p_c .

2.1.4 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que se define como la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. La permeabilidad viene expresada en unidades de Darcy.

La relación entre la tasa de flujo y la caída de presión en un medio poroso viene expresada por la ley de Darcy, la cual en coordenadas lineales y para un fluido, por ejemplo agua, saturando 100% el medio poroso viene expresada como,

$$q_w = \frac{k * A}{\mu_w} * \frac{dp}{dL} \quad \text{e.c 2.4}$$

donde,

q_w = tasa de agua, bn/d

k = Permeabilidad absoluta de la roca, darcy

A = Área del medio poroso transversal al flujo, m²

μ = Viscosidad del agua a las condiciones del medio poroso, cp

$\frac{dp}{dL}$ = Caída de presión por unidad de longitud en el medio poroso

En el flujo multifásico de fluidos en el medio poroso, se puede aplicar la Ley de Darcy independientemente a cada una de las fases, para lo cual se emplea el concepto de permeabilidad efectiva para cada una de las fases consideradas. En el caso de agua y petróleo, se obtienen las siguientes relaciones:

$$q_o = \frac{k_o * A}{\mu_o} * \frac{dp_o}{dL} \quad \text{e.c 2.5}$$

$$q_w = \frac{k_w * A}{\mu_w} * \frac{dp_w}{dL} \quad \text{e.c 2.6}$$

donde,

q_o = tasa de crudo, bn/d

q_w = tasa de agua, bn/d

k_o = Permeabilidad efectiva de la roca al crudo, darcy

k_w = Permeabilidad efectiva de la roca al agua, darcy

μ_o = Viscosidad del crudo a las condiciones del medio poroso, cp

μ_w = Viscosidad del agua a las condiciones del medio poroso, cp

Permeabilidad relativa

Es resultado de una relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta del medio poroso, a una saturación dada

$$k_r = \frac{k_{efectiva}}{k_{absoluta}} \quad \text{e.c 2.7}$$

La permeabilidad relativa de la roca se encuentra afectada por la mojabilidad, si la roca es mojable a un fluido en específico la permeabilidad relativa de este es menor con respecto a los otros fluidos que se mueven en el medio poroso. Las reglas empíricas de Craig⁽¹⁾, presentadas en la Tabla 2.1, ayudan a determinar la mojabilidad de la roca para un sistema agua/crudo utilizando los datos de k_{rw} y k_{ro} .

Tabla 2.1. Reglas Empíricas de Craig ⁽¹⁾

Condición	Mojados por Agua	Mojados por Petróleo
Saturación Irreducible de Agua	Generalmente mayor del 20% a 25%	Generalmente menos del 15%, usualmente menos del 10%
Saturación de Agua a la cual k_{ro} y k_{rw} son iguales	Más de 50% de saturación de agua	Menos de 50% de saturación de agua
k_{rw} a la Saturación de Crudo Residual	Menos de 0.3	Más de 0.5, aproximadamente a 1

Curvas de Permeabilidad Bifásicas

Las permeabilidades relativas se determinan por lo general para sistemas bifásicos agua/petróleo y gas/petróleo a condiciones de saturación de agua original o irreducible, representándose gráficamente por un par de curvas de permeabilidad relativa para las fases mojante y no mojante vs la saturación de la fase mojante, es decir, curvas de k_{ro} y k_{rw} vs S_w , y la otra k_{ro} y k_{rg} vs saturación de petróleo o saturación de líquido S_l , siendo $S_l = S_o + S_{wc}$.

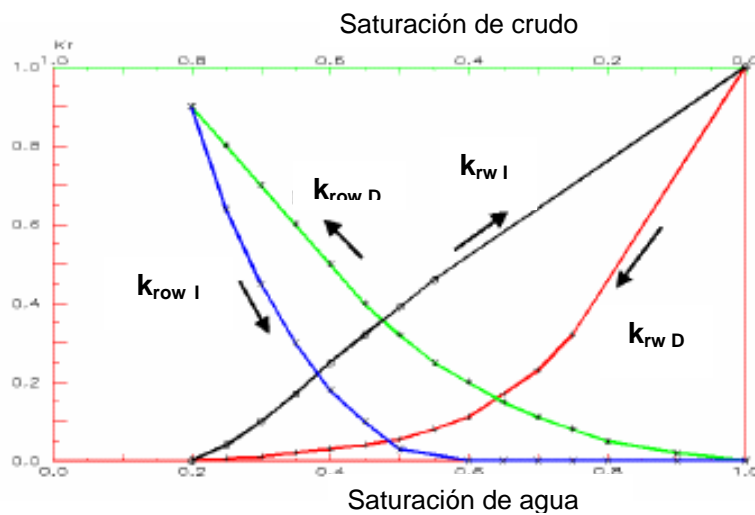


Fig. 2.4. Curvas de Permeabilidad Relativa Bifásica ⁽³⁾

Como se puede observar en la figura las curvas de permeabilidad relativa dependen de la historia de saturación, o en otras palabras dependen de si la fase mojante se va incrementando en el medio poroso, proceso conocido como imbibición, o si va disminuyendo, proceso conocido como drenaje. El hecho de que se tiene una curva diferente para cada proceso se conoce como el fenómeno de histéresis. Este punto será discutido en mayor detalle en el siguiente capítulo.

Curvas de Permeabilidad Trifásica

El flujo trifásico en un yacimiento ocurre cuando las tres fases (agua, petróleo y gas) se mueven en forma simultánea y la saturación de agua es más alta que la saturación de agua irreducible ⁽⁴⁾. Un ejemplo de ello es el desarrollo de yacimientos que se encuentran bajo métodos de recobro como la inyección alternada de agua y gas, *AGA*.

Debido a la complejidad, al alto costo y tiempo que implica la obtención de datos experimentales de permeabilidades relativas trifásicas, se han desarrollado algoritmos que generan valores de permeabilidad trifásica a partir de información experimental para sistemas bifásicos, los cuales han sido incorporados a los simuladores numéricos de yacimientos⁽⁵⁾.

Entre los modelos desarrollados para estimar las permeabilidades relativas para sistemas trifásicos, a partir de la información para sistemas bifásicos, los desarrollados por Stone y conocidos como Stone I y Stone II⁽⁶⁾ son los más comúnmente utilizados en los simuladores de yacimiento.

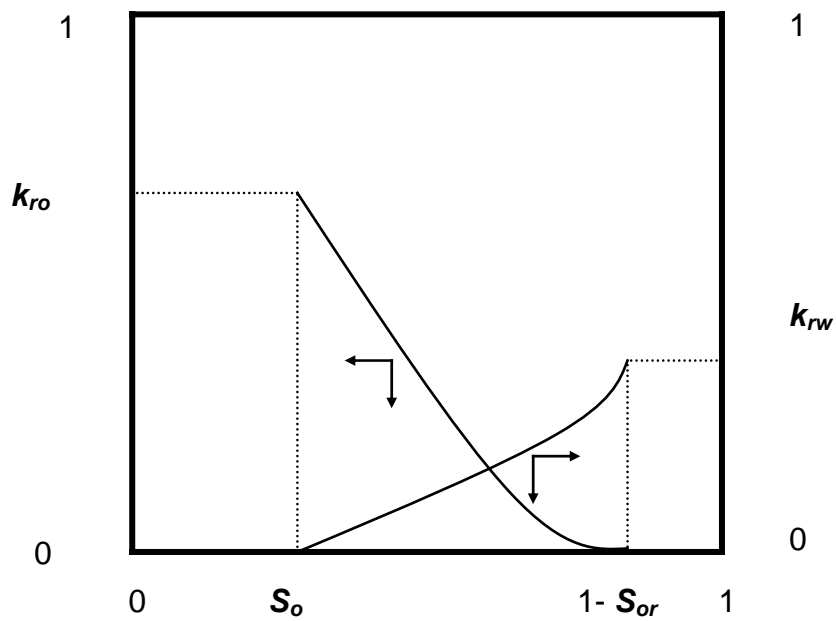
Modelos de k_r Trifásicos

Para calcular la permeabilidad del petróleo en presencia de las fases de gas y agua se necesita escoger un modelo de tres fases. Entre los modelos más utilizados para estos cálculos se tienen:

- Modelo de Stone I ⁽⁷⁾ (1970)
- Modelo de Stone II ⁽³⁾ (1973)
- Modelo de Cheshire ⁽⁸⁾, el cual es el tomado por ECLIPSE® ⁽⁸⁾.

Stone ⁽³⁾ presentó una correlación probabilística para calcular k_{ro} en un sistema de tres fases, basándose en datos empíricos de permeabilidad

relativa para sistemas de dos fases, (agua/petróleo y gas/petróleo). El modelo aplica tanto para sistemas mojados por agua como para sistemas mojados por petróleo. En las Figs. 2.5 y 2.6 se muestran como lucen las curvas de permeabilidad relativa bifásicas en función de la mojabilidad del medio.



**Fig. 2.5. Efecto de la Mojabilidad sobre la Permeabilidad Relativa.
Sistema Mojado por Agua ⁽⁹⁾**

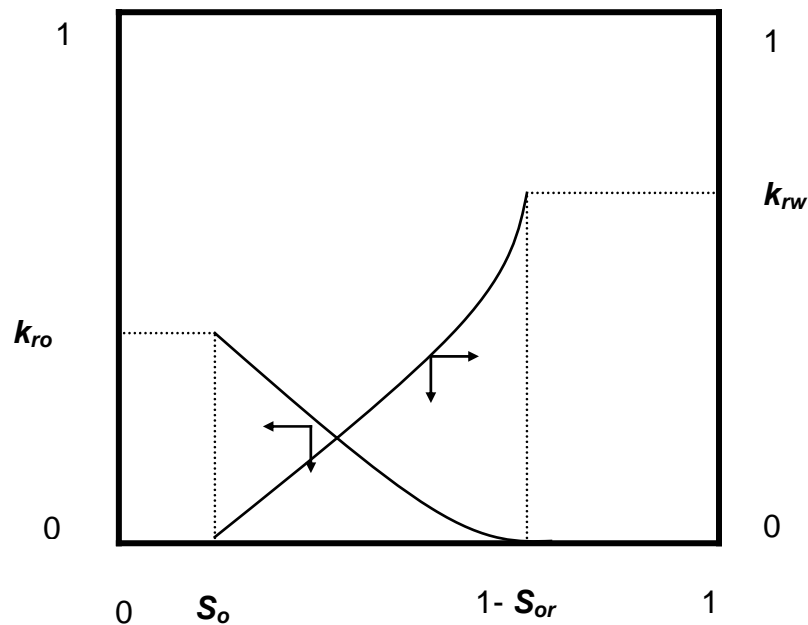


Fig. 2.6. Efectos de la Mojabilidad sobre la Permeabilidad Relativa.

Sistema Mojado por Petróleo ⁽⁹⁾

Modelos de Stone

Los modelos de Stone (1970, 1973) son los que más se utilizan en la industria petrolera para la estimación de la permeabilidad relativa trifásicas, y se conocen como Modelo de Stone I y Modelo de Stone II. En ellos Stone asume que el medio poroso está mojado por agua y las permeabilidades relativas de esta fase y las del gas son funciones que dependen de sus propias saturaciones. ⁽⁵⁾

Los modelos de Stone toman en cuenta, tanto como sea posible, los efectos de la histéresis, según el uso apropiado de los datos bifásicos. En el caso de que se considere un yacimiento mojado por agua, en el cual la saturación de petróleo está disminuyendo y las del gas y el agua están aumentando, deben utilizarse datos de permeabilidad relativa bifásica de imbibición para el sistema agua-petróleo y de drenaje para los sistemas

gas-petróleo. Sin embargo los modelos de Stone (1970,1973) no pueden reproducir fielmente los efectos de histéresis asociados por oscilaciones en las historias de saturaciones. ⁽⁷⁾

Basándose en la distribución descrita en la teoría de canales de flujo, Stone (1970,1973) asume que la distribución microscópica en un flujo bifásico y en uno trifásico es la misma. ⁽⁷⁾

Para explicar como se fundamentan estas suposiciones, es necesario describir detalladamente la manera en que Stone (1970, 1973) considera que los fluidos se encuentran distribuidos en el medio poroso.

En un medio poroso mojado por agua, esta por ser la fase mojante se encuentra principalmente en los poros más pequeños de la roca, y a pesar de que estén presentes otros fluidos como el petróleo y/o el gas. Por lo tanto Stone asume que la permeabilidad relativa es solo función de su propia saturación, es decir:

$$k_{rw} = f(S_w) \quad \text{e.c 2.8}$$

La fase que no moja la roca esta representada por el gas y ocupa los poros de mayor tamaño. Nuevamente Stone asume que la k_{rg} es únicamente función de su propia saturación, por lo tanto:

$$k_{rg} = f(S_g) \quad \text{e.c 2.9}$$

En un flujo trifásico, el petróleo se considera la fase que posee mojabilidad intermedia, localizándose en los poros de tamaño intermedio, por ende permeabilidad relativa del petróleo (k_{ro}) varía de forma más compleja, ya que depende tanto de la saturación de agua como de la saturación de gas. Los modelos empíricos predicen la permeabilidad relativa del petróleo como una función de la permeabilidad relativa de petróleo en presencia de agua (k_{row}) y la permeabilidad relativa del

petróleo en presencia del gas (k_{rog}), usualmente a la saturación de agua irreducible.

El Modelo de Stone I utiliza la siguiente ecuación para predecir la permeabilidad trifásica del petróleo ⁽⁷⁾:

$$k_{ro}(S_w, S_o) = S_o^* \cdot \beta_w \cdot \beta_g \quad \text{e.c 2.10.}$$

donde,

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (\text{para } S_o \geq S_{om}) \quad \text{e.c 2.11}$$

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*} \quad (\text{Datos bifásicos}) \quad \text{e.c 2.12}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (\text{para } S_w \geq S_{wc}) \quad \text{e.c 2.13}$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}}{1 - S_g^*} \quad (\text{Datos bifásicos}) \quad \text{e.c 2.14}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad \text{e.c 2.15}$$

Los parámetros S_{wc} y S_{om} corresponden a la saturación de agua connata y al valor mínimo de la saturación de petróleo residual en un sistema trifásico, respectivamente.

Los valores de β_w β_g se obtienen a partir de los datos de permeabilidad relativa experimentales bifásicos (agua/petróleo y petróleo/gas) y representan una compensación de la disminución de la permeabilidad relativa del petróleo debido a la presencia del agua y el gas

⁽⁷⁾, lo que permite representar el bloqueo que el agua y el gas producen durante el movimiento de petróleo a través del medio poroso.

2.2 Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas, AGA

La inyección alternada de tapones de agua y gas, AGA, (ver Fig. 2.7) es un método de recuperación de petróleo utilizado para mejorar la eficiencia de barrido de los fluidos inyectados (agua y gas), logrando incrementar los recobros respecto a los procesos de inyección continua. Generalmente, es aplicado en esquemas de mantenimiento de la presión del yacimiento.

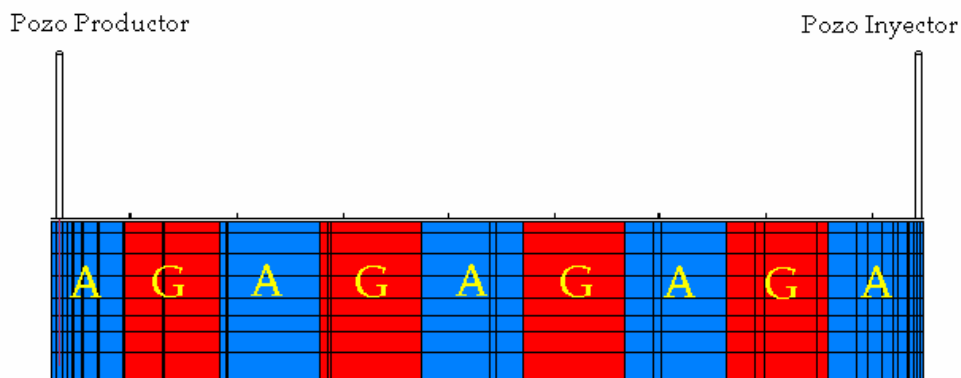


Fig. 2.7. Desplazamiento de los tapones de fluido en el Proceso AGA

Como se observa en la Fig. 2.7 la inyección AGA sigue un patrón cíclico conformado por la inyección alternada de volúmenes o tapones de agua o gas. Un ciclo es definido como la inyección de un tapón de cada fluido. El tamaño y duración de los ciclos se diseña con la ayuda de simuladores numéricos acoplados a modelos económicos y posteriormente se van ajustando en campo según la respuesta del yacimiento.

Básicamente el método logra disminuir la movilidad del gas y del agua, haciendo que una fase interfiera con la otra, logrando reducir sus

respectivas saturaciones y por ende sus respectivas permeabilidades relativas.

Adicionalmente, el método tiene cierto efecto sobre el perfil vertical de saturaciones, ya que, el crudo que se desplaza hacia arriba durante el período de inyección de agua, sea movilizadado por el gas durante el período de inyección de gas y viceversa el crudo que es movilizadado hacia abajo durante el período de inyección de gas, sea desplazado por el agua durante el período de inyección de agua, logrando, con el pasar de los ciclos de inyección, que la eficiencia vertical de barrido también se vea mejorada para el proceso *AGA*, respecto a las correspondientes de los procesos de inyección continua.

2.2.1 Proceso *AGA*

La inyección *AGA* se ha utilizado como un método de recuperación de petróleo con la finalidad de mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas, principalmente usando el agua para controlar la movilidad del desplazamiento y estabilizar el frente. El primer estudio reportado de *AGA* fue en la década de los 50, aproximadamente en 1957 en Canadá. Actualmente el proceso *AGA* también puede utilizarse para el mantenimiento de la presión del yacimiento, optimizar, mejorar y obtener el máximo recobro de petróleo posible. ⁽¹⁰⁾

El recobro de petróleo a través de la inyección alternada de agua y gas está influenciado por el tipo de roca, la estrategia de inyección, gas miscible o inmisible, la inclinación del yacimiento y el espaciamiento entre los pozos.

Los procesos *AGA* pueden ser agrupados en muchos modos. Lo más común es distinguir entre un desplazamiento miscible de uno inmisible como una primera clasificación.

AGA miscible: La mayoría de los proyectos miscibles revisados son represurizados con la finalidad de elevar la presión del yacimiento por encima de la presión mínima de miscibilidad (*PMM*) para el sistema gas/crudo a las condiciones del yacimiento.

En este proceso se inyectan tapones de agua y gas alternadamente, en una relación agua/gas determinada de manera que el tapón de agua no alcance al banco de fluido miscible (gas) donde está ocurriendo el principal desplazamiento. La inyección alternada de agua y gas combina las ventajas de un desplazamiento miscible con las de la inyección de agua.

AGA inmisible: Ocurre cuando la presión del yacimiento es menor que la *PMM*. Este tipo de proceso ha sido aplicado con la finalidad de mejorar la estabilidad del frente o para contactar zonas no barridas del yacimiento.

El desplazamiento *AGA* puede ser optimizado si la razón de movilidad es favorable (menor que 1). La reducción de la razón de movilidad puede ser lograda a través del incremento de la viscosidad del gas o reduciendo la permeabilidad relativa de los fluidos. La reducción de la permeabilidad de la fase gas se puede lograr con la inyección alternada de agua y gas.

2.2.2 Aplicaciones de Campo

La primera aplicación de una inyección *AGA* fue en 1957 en el Norte de Pembina en el campo Alberta, Canadá y la última aplicación para el año 1996 fue en Ekofisk ⁽¹⁰⁾. En la literatura se han reportado 59 aplicaciones en campo de inyección alternada de agua y gas. ⁽¹⁰⁾

Tipo de Proceso⁽¹⁰⁾

De las aplicaciones reportadas en la literatura diez son del tipo AGA inmisible y 47 del tipo AGA miscible. (Ver Fig. 2.8)

Todos los proyectos en yacimientos de rocas carbonáticas, lutitas y dolomitas han sido con un desplazamiento del tipo miscible, excepto en los campos Juravlecsko-Stepanovskoye y Ekofisk.

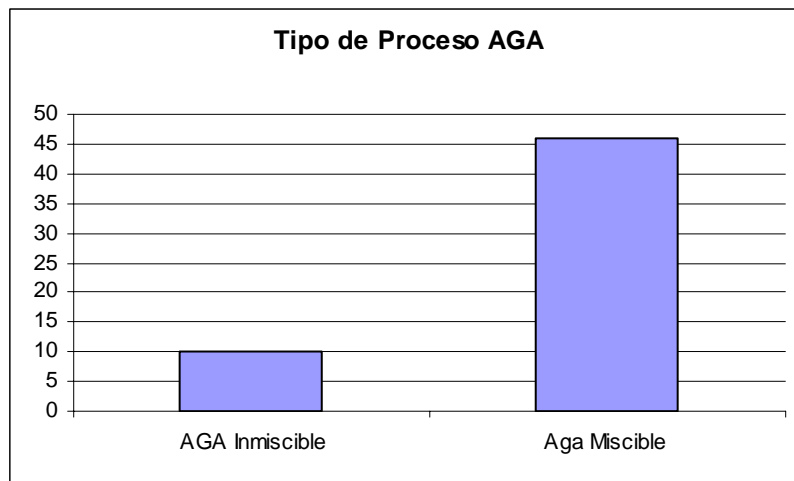


Fig. 2.8 Aplicación en Campo de AGA miscible y AGA

Tipos de Gases Inyectados⁽¹⁰⁾

Los gases usados en el proceso AGA se clasifican en dos categorías:

- CO₂
- Hidrocarburo

De las aplicaciones reportadas, en 28 se ha utilizado CO₂ como gas de inyección y en 24 se han inyectado gases hidrocarburos como el gas natural seco (Ver Fig. 2.9).

Últimamente a consecuencia del incremento en importancia comercial que está teniendo el gas natural, se ha comenzado a estudiar el N_2 como sustituto de éste gas y en este sentido se han iniciado los estudios de los procesos AGA con N_2 .

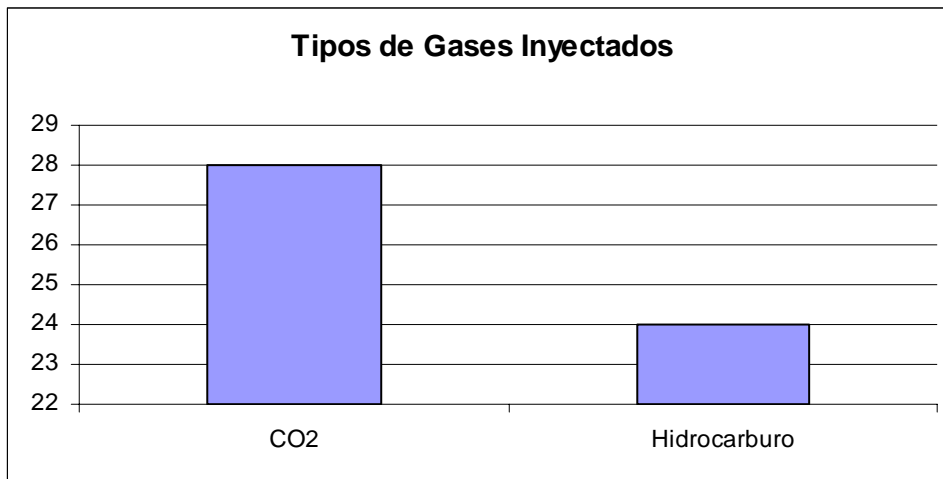


Fig. 2.9 Aplicación en Campo del Proceso AGA según el tipo de gas inyectado

Tipos de Yacimientos

De las 59 aplicaciones en campo que han sido reportadas hasta el año 1998, 33 se han realizado en yacimientos donde el tipo de roca principal es arenisca, lo que representa el 59% de las aplicaciones, 12 de estas aplicaciones se llevaron a cabo en yacimientos donde la roca principal es dolomita (21%), en yacimientos de caliza se han realizado seis aplicaciones (11%) y cinco en yacimientos carbonáticos (9%). (Ver Fig. 2.10)

Pareciera notarse una cierta tendencia a la aplicación del proceso en yacimientos más homogéneos como los de areniscas, donde se puede ejercer un mejor control de la trayectoria de los fluidos inyectados.

Generalmente los yacimientos de carbonatos son asociados a la inyección AGA con CO_2 , buscando utilizar el efecto de disolución de carbonatos que ejerce el CO_2 en conjunto con el agua y que puede ayudar a mejorar la inyectividad del proceso.

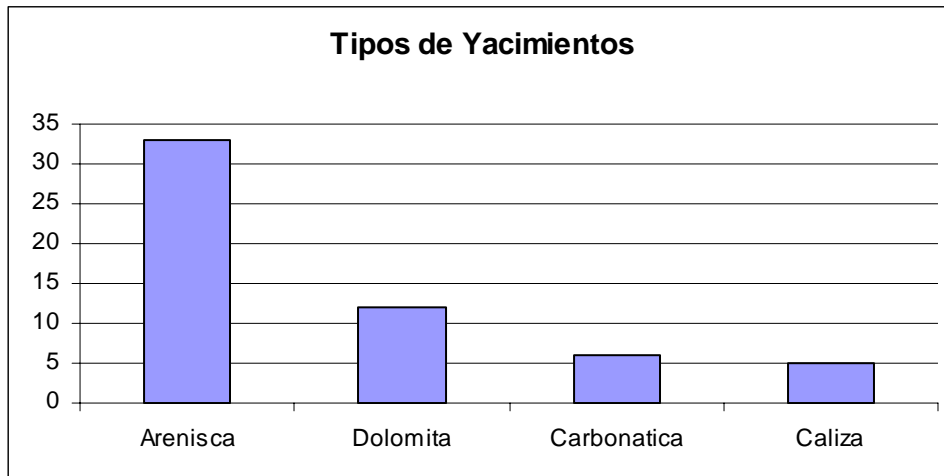


Fig. 2.10 Aplicación en Campo del Proceso AGA según el tipo de Yacimiento

2.2.3 Problemas Operacionales

Los problemas operacionales más comunes reportados en procesos AGA son los siguientes ⁽¹⁰⁾:

- Irrupción temprana del gas en los pozos de producción producto de la canalización.
- Reducción de la inyectividad.
- Corrosión.
- Formación de escamas.

- Formación de asfaltenos e hidratos.

2.2.4 Factores que afectan el Proceso AGA

- **Segregación Gravitacional**

El recobro de petróleo mediante la inyección AGA se ve frecuentemente afectado por la segregación gravitacional, lo cual provoca que el gas inyectado suba hacia el tope de la formación, mientras que el agua migra hacia el fondo. Esta segregación es consecuencia de la diferencia de densidades entre las fases inyectadas al yacimiento y de la relación k_v/k_h o comunicación vertical del yacimiento. ⁽¹¹⁾

Para que ocurra la segregación de las fases, se requiere que las fases penetren una cierta distancia dentro del yacimiento, para que la velocidad de los fluidos disminuya y las fuerzas gravitacionales se hagan sentir, por lo tanto, habrá una región alrededor del pozo donde el barrido vertical será bueno ya que fluyen en conjunto el gas y el agua permitiendo recuperar la mayor cantidad de petróleo. A medida que los fluidos penetran en la formación, la gravedad produce una separación de las fases inyectadas, originando una zona en el tope del yacimiento en la que sólo el gas es móvil en presencia de una pequeña saturación de agua móvil y otra zona al fondo en la cual sólo el agua puede moverse. ⁽¹¹⁾

La saturación de petróleo remanente luego de un desplazamiento por gas es menor que la obtenida por agua. Esto es consecuencia de que al ser el gas una fase no mojante, trata de invadir los poros más grandes en los cuales se localiza el petróleo residual, mientras que el agua al ser la fase mojante quedará atrapada en los poros más pequeños, por lo tanto, el desplazamiento microscópico en la zona de segregación del gas será mayor. Se ha determinado que en la sección vertical transversal el agua ocupa una mayor porción que el gas, por lo tanto, luego de la segregación gravitacional, se dejará una mayor cantidad de petróleo

remanente en el yacimiento, correspondiente al barrido ineficiente de agua. ⁽¹¹⁾

La segregación gravitacional se considera como un efecto desfavorable en la inyección AGA, ya que disminuye la eficiencia de barrido del petróleo por la separación de las fases desplazantes, permitiendo un aumento de la movilidad de las fases inyectadas al yacimiento, originando una irrupción temprana en los pozos productores. Sin embargo la segregación gravitacional puede beneficiar en algunos casos, ya que el gas puede barrer zonas no contactadas por el agua y viceversa, lo cual permite disminuir el valor de la saturación residual de petróleo a ambas fases.

El comportamiento ideal para la inyección AGA se encuentra en la zona en la cual fluyen el agua y el gas en conjunto, y que al encontrarse el gas en forma dispersa en el agua, controla su alta movilidad y realiza un mejor desplazamiento de petróleo remanente en el yacimiento.

- **Relación Volumétrica entre Tapones Agua y Gas**

La determinación de este factor depende del tipo de inyección, ya sea simultánea o alternada y se define como: ⁽¹¹⁾

Inyección Alternada de agua y gas

$$\text{Relación AGA} = \frac{VTAI}{VTGI} \quad \text{e.c 2.16}$$

donde:

VTAI: Volumen del tapón de agua inyectado a condiciones de yacimiento.

VTG: Volumen del tapón de gas inyectado a condiciones de yacimiento.

- **Efectos en los cambios de Permeabilidad Relativa Agua-Gas**

En un proceso de inyección *AGA* ocurren cambios cíclicos en las saturaciones de las fases presentes en el yacimiento debido al proceso alternado de inyección. Durante la inyección de la fase mojante, las fases no mojantes se ven atrapadas en los poros. A medida que aumenta el volumen de esta fase atrapada la capacidad de movimiento de las fases inyectadas es reducido. Por estas razones, el comportamiento de las curvas de permeabilidad a lo largo del proceso se ve afectado por el fenómeno de la histéresis, producida por el cambio en la historia de saturación. Una predicción realista del comportamiento del yacimiento amerita una correcta descripción del movimiento de las tres fases y sus posibles efectos. ⁽¹¹⁾

- **Inyectividad Agua-Gas**

La eficiencia de barrido y el control del perfil de desplazamiento de la inyección *AGA*, están relacionados con la inyección de tapones de agua y gas. La inyección *AGA* reduce la penetración de agua en los estratos de alta permeabilidad. El gas inyectado, siendo una fase no mojante, penetra en los poros de mayor tamaño y debido a la presencia de las tres fases, la permeabilidad del agua se reduce en el siguiente ciclo, como consecuencia de la presencia del gas atrapado en el centro de los poros más grandes evitando la penetración del agua a través de ellos, y así impidiendo su movimiento a través de la red de poros interconectados ⁽¹¹⁾. La reducción en la movilidad de ambos fluidos puede ser tal que se vea afectada la inyectividad de los mismos en el yacimiento.

Como se dijo anteriormente la pérdida de inyectividad es uno de los problemas operacionales más frecuentes de los procesos AGA, en yacimientos de poca permeabilidad, por lo que la realización de una prueba piloto para verificar esta posibilidad, es uno de los requisitos que se debe cumplir en la etapa de diseño del proceso.

2.3 Inyección Simultánea de Agua y Gas (SAGA) como Método de Recuperación de Petróleo

Aún cuando el objetivo de emplear la inyección simultánea en este trabajo se enmarca dentro de la investigación de la simulación numérica conceptual y busca establecer la posibilidad de utilizar la simulación de la inyección simultánea como una primera aproximación de la simulación de los procesos AGA con histéresis, se consideró importante conocer acerca del proceso de inyección simultánea de agua y gas (SAGA) como método de recuperación mejorada y su impacto a nivel mundial.

En esta sección se presenta un resumen sobre la revisión bibliográfica realizada en lo referente a la inyección SAGA, la cual es un proceso de recuperación mejorada con muy pocas aplicaciones de campo.

De la revisión efectuada se obtuvo que entre 1990 y 1999 fueron reportados sólo los siguientes cuatro proyectos pilotos a nivel mundial de inyección SAGA, el más reciente realizado en el Mar del Norte⁽¹⁹⁾ fue considerado exitoso.

- Campo Joffre Viking (Alberta, Canadá, 1990) ⁽²³⁾.
- Campo Rangely (Colorado, USA, 1993) ⁽²¹⁾.
- Campo Kuparuk River (Alaska, USA, 1994) ^(22,23).
- Campo Siri (Mar del Norte, 1999) ⁽¹⁹⁾.

En teoría la inyección SAGA debería tener ventajas sobre la inyección AGA en cuanto a un mejor control de la movilidad de ambas fases en el yacimiento. En efecto, las simulaciones de yacimientos realizadas para soportar el proyecto piloto del Campo Rangely ⁽²¹⁾ mostraron que la inyección simultánea de agua y gas ofrece un mejor control de movilidad del gas que la inyección AGA inmisible, resultando un barrido más eficiente.

Sin embargo, los efectos gravitacionales que actúan desde la superficie, en el pozo y finalmente dentro de la formación a pocos metros del pozo inyector, hacen que las fases agua y gas se separen obteniéndose un desplazamiento segregado, más parecido a una inyección continua de agua por la parte baja de la estructura, simultáneamente con la inyección continua de gas por la parte alta de la estructura. Este mecanismo pudiera aportar ciertos beneficios para algunos yacimientos específicos y representa un campo abierto a la investigación.

Consideraciones Operacionales

Según lo reportado en la literatura, pareciera que el nuevo impulso en investigar la inyección simultánea tiene más que ver con ventajas operacionales que técnicas. Los yacimientos (costa afuera) del Mar del Norte, presentan la disyuntiva sobre que hacer con el gas y en algunos casos, como el reportado en el Campo Siri⁽¹⁹⁾ la alternativa más económica y con menor riesgo operacional es la reinyección al yacimiento en conjunto con el agua.

El costo del sistema de superficie para llevar a cabo un proceso AGA puede ser comparado con los de un proceso SAGA⁽¹⁹⁾. La inyección simultánea puede ser lograda con un mínimo número de pozos y sin incrementar sustancialmente la inversión en equipos de superficie. Aunque es necesario instalar medidores adicionales de flujo, distintos

tipos de válvulas y sistemas de mezclado para ambas fases, entre otros.⁽²¹⁾

Desde el punto de vista operacional es importante disponer de una alta tasa de inyección para mantener la mezcla de agua y gas lo más homogénea posible en el proceso SAGA, evitando su segregación. Dos factores importantes que afectan la tasa de inyección son: la presión de inyección y el índice de inyectividad de la formación. Los reportes experimentales y de campo señalan problemas de inyectividad en especial cuando se incrementa el contenido de gas en la mezcla ⁽¹⁹⁾.

Ventajas y Desventajas que ofrece la Inyección Simultánea de Agua y Gas

Según la poca información compilada hasta la fecha sobre el proceso de inyección SAGA, algunas de las ventajas y desventajas de su aplicación como método de recuperación mejorada se resumen de la siguiente manera:

Ventajas:

- Incremento de la producción de petróleo. ⁽²¹⁾
- Mejor control de la movilidad del gas, resultando un barrido más eficiente. ⁽²²⁾
- Mayor estabilidad en la producción del gas y en la relación gas-petróleo. ⁽²²⁾
- Al realizarse la mezcla de agua y gas en el hoyo, se aumenta el peso de la columna respecto a la inyección de gas, necesitando menor presión de superficie para el gas, lo que reduce los costos de compresión del gas. ⁽²³⁾

Desventajas:

- Problemas de Corrosión que incrementan los costos de los equipos.
- Separación de las fases inyectadas debido a las diferencias de densidades. ⁽²³⁾
- Problemas de inyectividad y riesgo de formación de hidratos.
- Poca experiencia en la aplicación del proceso. Las experiencias de campo encontradas son para pruebas pilotos.

Dentro del alcance de este proyecto, no está contemplado evaluar la inyección simultánea como proceso de recobro, por el contrario el interés de incluirlo en este trabajo, se enmarca en el área de la simulación numérica y la necesidad de explorar si este tipo de corridas pudiese sustituir la simulación de procesos AGA con histéresis como una primera aproximación que brinde las ventajas de una simulación simple (con datos de las curvas de imbibición) y en un periodo de corto tiempo.

Inyección Simultánea

$$\text{Relación SAGA} = \frac{TVAI}{TVGI} \quad \text{e.c 2.17}$$

donde:

TVAI: Tasa volumétrica de agua inyectada a condiciones de yacimiento.

TVGI: Tasa volumétrica de gas inyectado a condiciones de yacimiento.

Las relaciones AGA y SAGA deben ser tomadas en cuenta al momento de seleccionar los esquemas de inyección, ya que una relación óptima puede mejorar la eficiencia de barrido, retardando el tiempo de irrupción del gas como consecuencia de la reducción de la movilidad de los gases inyectados. ⁽¹²⁾

2.4 Campo El Furrial

El Campo El Furrial, localizado al Norte del Estado Monagas contiene dos de los yacimientos más importantes de Venezuela. Entre los métodos de recobro planificados para ser aplicados en dicho campo con el fin de incrementar su productividad esta la aplicación del proceso AGA⁽¹³⁾, es por ello que en este estudio se hace una revisión de las características más importantes del campo, a fin de utilizarlas en lo posible en el desarrollo del modelo de simulación y en los criterios de inyección y producción aplicados en el diseño del caso base.

El campo El Furrial ocupa un área de aproximadamente 13 kilómetros de largo y 7 kilómetros de ancho, con un POES originalmente estimado en 7.5 billones de barriles ⁽¹³⁾.

Este campo produce de dos formaciones importantes identificadas como Formación Naricual (POES: 6.9 billones de bn) y Formación Cretáceo (POES: 0.617 billones de bn) el espesor de los dos yacimientos es de 2100 pies. Este campo presenta una de las mayores reservas de petróleo mediano del área, la columna de hidrocarburos esta constituida por un crudo de naturaleza asfáltica, que presenta una gravedad API de 26°.

Los yacimientos son del tipo volumétrico altamente subsaturados, sin capa de gas, el acuífero se encuentra inhibido por la presencia de una capa de bitumen. Los yacimientos se encuentran entre 14000 pies y 17000 pies, en El Furrial las estructuras son de tipo anticlinal, con una

estratigrafía que presenta influencia marina, depositados en un ambiente fluvial a marino somero. ⁽¹³⁾

Las características genéricas más importantes del Campo el Furrial son:

- Alta temperatura (273 – 300°F) y presión inicial (11020 lpc)
- Contenido de asfaltenos (4 – 12% peso)
- Gran extensión vertical del yacimiento
- Gradiente geotérmico 1.43 °F/100 pies

El plan de explotación de este campo está esencialmente dividido en tres etapas. En el año 1986 se inició una etapa de agotamiento natural que terminó en Noviembre de 1992. La segunda etapa se inició en 1993 con un proyecto de inyección de agua, en los flancos, para la formación Naricual y en el año 1997 en la Formación Cretáceo. La etapa de recobro mejorado se inició en 1998 con la inyección de gas miscible en la Formación Naricual, pero como no existe suficiente gas disponible para sostener ese proyecto, se estudió la posibilidad de un proceso de inyección AGA en ambas formaciones. En el 2001 se inicio el primer ciclo de agua en la Formación Cretáceo. ⁽¹³⁾

En el apéndice I, se dan más detalles en cuanto a su estructura geológica, litología, estratigrafía y propiedades de la roca y los fluidos.

EL FENÓMENO DE HISTÉRESIS

En este capítulo se discuten aspectos fundamentales como lo son: la histéresis, las causas que produce este fenómeno, efecto que tiene sobre la producción de los yacimientos y los modelos que existen en simulación para este fenómeno, de ahí su importancia para predecir el comportamiento real de un yacimiento.

3.1 Histéresis

Cuando un yacimiento es preferentemente mojado a una fase en especial y esta experimenta un cambio en la historia de saturación desde un proceso de drenaje hasta uno de imbibición, esta fase mojantera al encontrarse adherida a las paredes de los poros, ocasiona el entrampamiento de las fases no mojanteras en el centro de los mismos. A este fenómeno se le conoce como histéresis. ⁽¹⁴⁾

Dependiendo de la dirección de cambio en la saturación, el movimiento de fluidos dentro del medio poroso se clasifica en mecanismos de imbibición o de drenaje.

Mecanismo de imbibición. Tiene lugar cuando la saturación de la fase mojantera aumenta. Por ejemplo,

- La Inyección de agua en un yacimiento fuertemente mojado por agua.
- La toma de un núcleo con un fluido de perforación base agua en un yacimiento mojado por agua.

Mecanismo de Drenaje. Tiene lugar cuando la saturación de la fase mojantera disminuye. Por ejemplo,

- La expansión de crudo durante un agotamiento primario.

- La inyección de agua en un yacimiento mojado por crudo.

Experimentalmente se ha observado que propiedades petrofísicas como la permeabilidad relativa, k_r , y la presión capilar, p_c , dependen tanto de la saturación de los fluidos, como de la historia o dirección (imbibición o drenaje) en que las saturaciones de las fases aumentan o disminuyen dentro del medio poroso.

Se conoce con el nombre de histéresis el fenómeno que origina que las curvas de drenaje y de imbibición para k_r y p_c sean diferentes.

En las Figs. 3.1 y 3.2 se presentan, respectivamente, ejemplos de curvas típicas de imbibición y drenaje de k_r y p_c , para un medio fuertemente mojado por agua. El caso recíproco se presenta en las Figs. 3.3 y 3.4 para un medio poroso fuertemente mojado por el crudo.

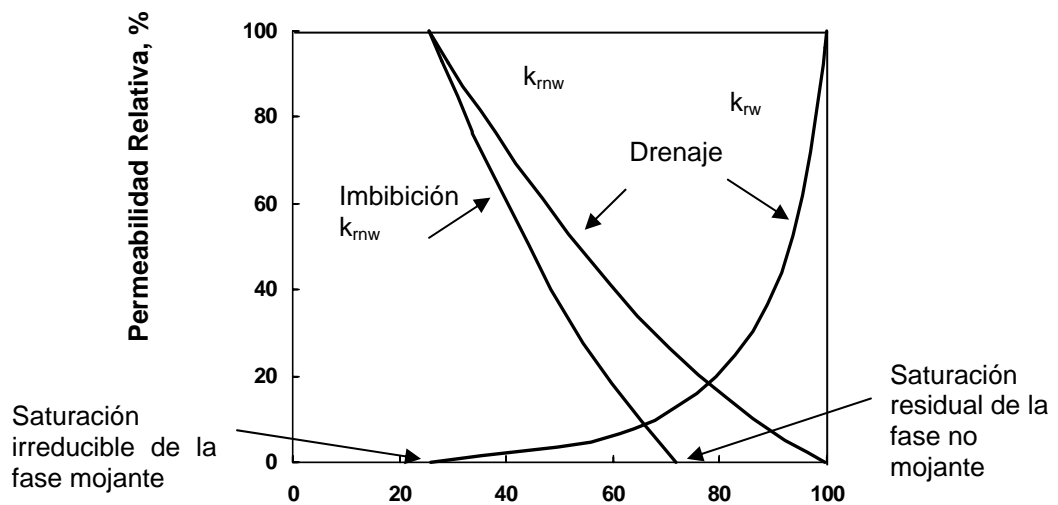


Fig. 3.1 Curvas de Permeabilidad Relativa (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojable al agua ⁽¹⁵⁾

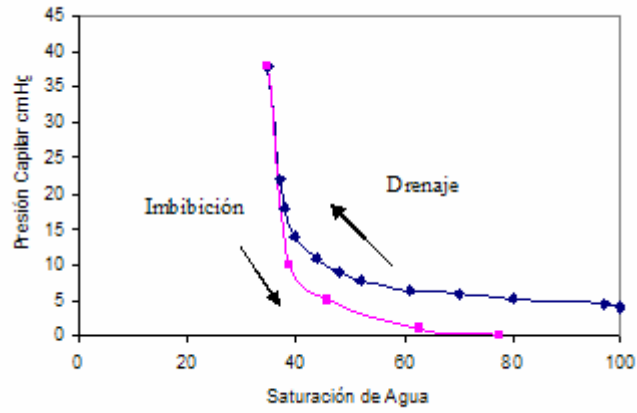


Fig. 3.2 Curvas de Presión Capilar (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojado al agua ⁽¹⁾

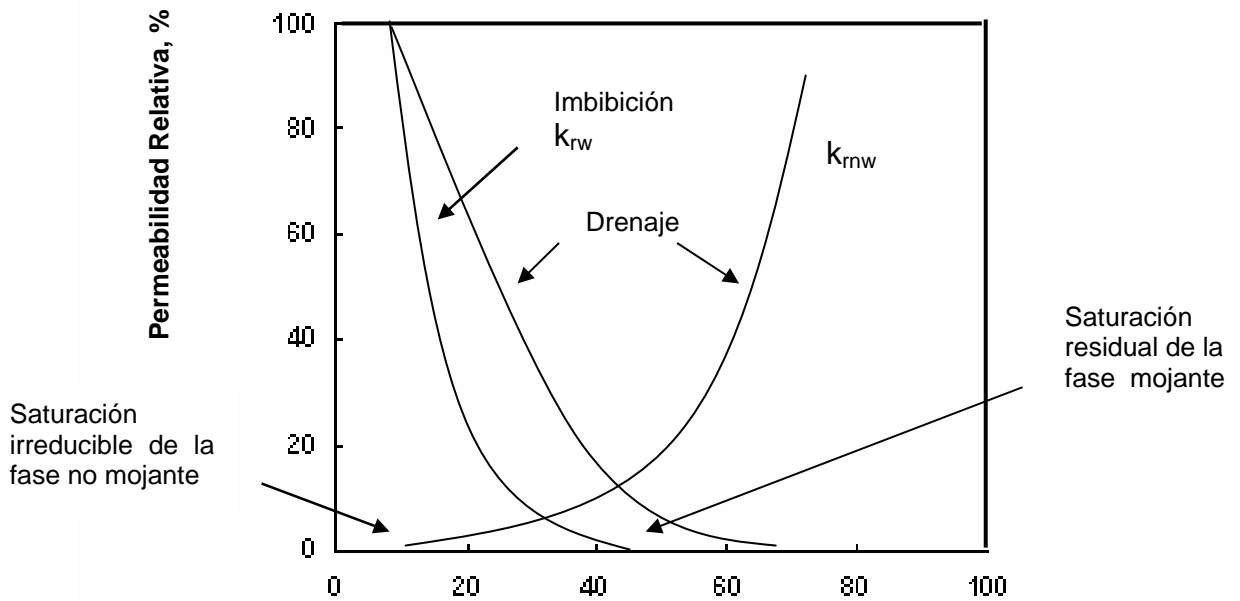


Fig. 3.3 Curvas de Permeabilidad Relativa (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojado al crudo ⁽¹⁾

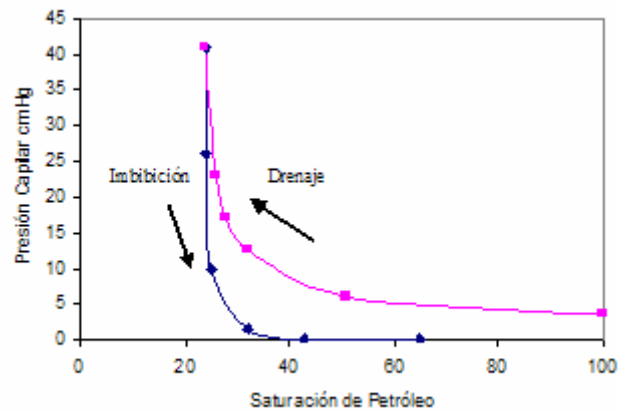


Fig. 3.4 Curvas de Presión Capilar (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojable al crudo ⁽¹⁾

El fenómeno de histéresis ha sido bien documentado ⁽³⁾ para sistemas agua/crudo y, aunque menos documentado ⁽¹⁴⁾, también ha sido observado para sistemas gas/crudo. La histéresis en k_r ha sido observada ⁽³⁾ experimentalmente en los sistemas trifásicos (agua, crudo, gas), sin embargo estos últimos son mucho más complicados de medir en el laboratorio.

3.1.1 Causas del Fenómeno de Histéresis

Aunque experimentalmente se ha observado que tanto las curvas de p_c como las de k_r presentan efectos de histéresis, las causas de este fenómeno no están del todo definidas. Investigaciones ⁽¹⁶⁾ sobre el tema sugieren que el ángulo de contacto, θ_c , (definido en el Marco Teórico) es un factor importante. Aparentemente, el θ_c entre el medio poroso y el fluido mojante en presencia del fluido no mojante es diferente si la

saturación de una fase va en aumento, o disminuye. Bennion et al ⁽¹⁶⁾ llaman a este hecho histéresis del ángulo de contacto.

Otros investigadores ^(6,14,17,18) han observado que el entrapamiento gradual de la fase no mojanete, durante un proceso de imbibición, en sistemas fuertemente mojados por una fase, influye en las curvas de imbibición disminuyendo la permeabilidad relativa de la fase no mojanete (comparado con su respectiva curva de drenaje) hasta llegar a la saturación residual de la fase no mojanete, S_{nwr} . (el subíndice *nw* se utilizará para denotar la fase no mojanete y el subíndice *w* para denotar a la fase mojanete).

El entrapamiento de la fase no mojanete ocurre cuando ésta es adelantada por la fase mojanete durante un proceso de imbibición, dejándola como una fase discontinua e inmóvil. A mayor saturación de la fase no mojanete atrapada, mayor será la reducción de la k_r de la fase no mojanete durante el proceso de imbibición.

Al contrario, la fase mojanete sufre un incremento de su k_r durante el proceso de imbibición, comparado con su respectiva curva de drenaje.

La rugosidad y tortuosidad ⁽²⁾ del medio poroso representan factores que tienen cierta influencia en el fenómeno de histéresis, el cual se ve incrementado en la medida en que ambos factores se incrementan en el medio poroso.

3.1.2 Generalidades sobre la Histéresis en las Curvas de k_r y p_c

- En rocas fuertemente mojadas por una fase siempre se apreciará el fenómeno de histéresis.

- Aunque la histéresis puede afectar el comportamiento de flujo de ambas fases, se ha observado ^(3,14) que la histéresis es más significativa para la fase no-mojante que para la fase mojante.

- En sistemas fuertemente mojados por una fase, la k_r , tiende a ser mayor en la dirección en que aumenta la saturación de dicha fase, que en la dirección en que ésta disminuye ⁽¹⁷⁾.

3.2 Efectos de la Histéresis sobre la Producción de Yacimientos

Los efectos de la histéresis pueden impactar la producción de los yacimientos petrolíferos tanto de manera favorable como desfavorable. Bennion et al. (1996) ⁽¹⁶⁾ presentan ejemplos para ambos casos. En general, si la histéresis actúa para reducir la movilidad del gas o la del agua como fluidos de desplazamiento, se considera que su efecto es positivo (siempre y cuando esta reducción no afecte significativamente la inyectividad de estos fluidos). Si por el contrario se observa un entrapamiento alto de la fase petróleo, o si el entrapamiento de la fase desplazante afecta la movilidad del crudo hacia los pozos productores, el efecto de la histéresis es considerado negativo. A continuación se presentan algunos casos donde es fundamental tomar en cuenta el efecto de la histéresis en beneficio del proceso.

3.2.1 Control de Movilidad – Proceso AGA ^(6,16)

Los efectos de histéresis en la permeabilidad relativa han sido usados frecuentemente para reducir la movilidad de una fase sobre otra y mejorar la eficiencia de barrido final.

Un ejemplo de esta aplicación lo constituye el proceso de inyección alternada de agua y gas, o proceso AGA, usado para reducir la movilidad del gas inyectado y mejorar el perfil vertical del frente de desplazamiento en yacimientos horizontales o de poca inclinación.

Normalmente la inyección continua de gas en yacimientos horizontales o de poca inclinación está caracterizada por una baja eficiencia de barrido, debido a la canalización del gas en los estratos de mayor permeabilidad, lo inestable del frente de desplazamiento, debido a una relación desfavorable de viscosidades entre la viscosidad del crudo, y la viscosidad del gas, lo que hace que el gas tenga una alta movilidad con respecto al crudo y la tendencia natural del gas a segregarse hacia las partes altas de la estructura, debido a la menor densidad del gas respecto a la del crudo.

Para mejorar esta problemática se hace necesario reducir la movilidad del gas y mejorar el perfil vertical de desplazamiento del mismo. Una de las formas de atacar este problema lo constituye la inyección de volúmenes o tapones de gas y agua en forma alternada. En este proceso se alterna entre curvas de imbibición y drenaje para los sistemas agua/crudo y gas/crudo, dependiendo del tapón de agua o de gas que se esté inyectando. El proceso se repite en forma cíclica (se considera un ciclo a la inyección de un tapón de agua y otro de gas) hasta el final del proyecto. Para este tipo de proceso es necesario tomar en cuenta el fenómeno de histéresis para predecir correctamente el recobro asociado a este proceso.

La interferencia que ejerce el agua sobre el gas es utilizada para disminuir la velocidad de migración del gas. Es más difícil para el gas desplazar el agua de esta zona que redirigirse dentro de zonas de baja permeabilidad y mayor saturación de crudo, lo cual mejora la eficiencia de barrido del gas, particularmente en zonas de gran espesor o que contienen contrastes de permeabilidad en dirección vertical. Debido al fenómeno de histéresis la permeabilidad relativa del gas va disminuyendo en la medida en que la saturación de gas en el medio se mantiene en valores bajos. Esto se logra cada vez que se alterna un tapón de gas con un tapón de agua. Adicionalmente, se ha observado la tendencia del gas a quedarse atrapado por la presencia de agua móvil en el medio. Esto

también reduce la k_r de gas, la cual tiende a disminuir con cada ciclo de inyección.

Otro factor observado en laboratorio y campo es que se reduce también la movilidad del agua, observándose cierta reducción en la relación agua/petróleo en los pozos productores.

El estudio del fenómeno de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa asociado a procesos AGA de recobro de petróleo es el objeto de esta investigación.

3.2.2 Reducción de la Conificación de Agua⁽¹⁶⁾

Los efectos de la histéresis en la permeabilidad relativa son las bases de la tecnología de anti conificación de agua usada en algunos yacimientos de petróleo pesado. Debido a la relación altamente adversa entre la viscosidad del agua y del crudo, ocurre una rápida conificación de agua desde el acuífero hacia el pozo productor, generando un alto corte de agua y una producción marginal y antieconómica de crudo.

En tales situaciones, ha sido encontrado que la presencia de una fase de gas móvil, reduce preferentemente la permeabilidad de la fase de agua sobre la permeabilidad del petróleo. Esto tiende a reducir el corte de agua y mejorar la rentabilidad de los pozos por la simple inyección de un tapón de gas inerte en el pozo productor cada cierto tiempo.

3.2.3 Casos No Favorables

En la literatura⁽¹⁶⁾ han sido reportados casos donde daños a la formación, generados por un empleo inadecuado de fluidos de perforación, provocan el entrapamiento de la fase petróleo lo que reduce considerablemente la productividad del pozo desde su etapa inicial. En estos casos la histéresis en las curvas de k_r juega un rol desfavorable para la producción del pozo. Durante la etapa de perforación

los fluidos invaden la zona alrededor del pozo aumentando la saturación de estos fluidos, alterando la mojabilidad de la zona y desplazando dentro de la formación al crudo. En la etapa de producción estos fluidos deberían ser expulsados fuera del pozo, sin embargo, debido al fenómeno de histéresis, originado o complementado con el cambio de mojabilidad creado por los fluidos de perforación, generan un retardo en la salida de estos fluidos, lo cual interfiere con el movimiento del crudo, reduciendo también su permeabilidad relativa, al extremo de que en algunos casos el petróleo queda retenido, lo que origina la necesidad de someter al pozo a tratamiento para disminuir el daño causado durante la perforación. Algunos ejemplos donde se evidencia este tipo de problema son el empleo de lodos base agua, en sobre-balance para perforar o controlar pozos en arenas que son fuertemente mojadas al crudo. También en el empleo de lodos base aceite en yacimientos de gases retrógrados.

Otros casos tienen que ver con la retención de gas en yacimientos agotados, lo que disminuye la movilidad del petróleo. El origen del problema tiene que ver con un aumento en el valor de la saturación crítica de gas, ésta es la mínima saturación necesaria para que el gas se mueva en el yacimiento. Este fenómeno se ha encontrado en el agotamiento de yacimientos de crudo mediano donde la presión de yacimiento se reduce considerablemente por debajo de la presión de burbujeo.

3.3 Aplicación de la Histéresis en la Simulación de Yacimientos

Como fue discutido en las secciones anteriores algunos procesos de recobro de petróleo afectados por el fenómeno de histéresis son;

- Intrusión del acuífero
- Expansión de la capa de gas
- Inyección de agua

- Inyección de gas
- Inyección alternada de agua y gas (AGA)

Al hacer simulación numérica de cualquiera de los casos donde la histéresis juegue un papel importante se debe estar seguro de que el simulador tome en cuenta este fenómeno en forma correcta, ya que de lo contrario se podría incurrir en errores de recobro y tiempos de irrupción apreciables.

3.3.1 Curvas de *Scanning*

En este trabajo es de especial importancia todo lo relacionado con el proceso AGA. Como se explicó anteriormente, en este proceso se alterna la inyección de volúmenes de agua y de gas. En la simulación numérica del proceso es frecuente la necesidad de pasar desde un proceso de imbibición a otro de drenaje y/o viceversa, dependiendo del cambio de fase (agua o gas) en la inyección. Este cambio puede ocurrir en saturaciones intermedias entre los respectivos puntos finales (*end points*) de las curvas de k_r o p_c .

Debido a que pueden existir infinitas posibilidades de cambio, resulta prácticamente imposible obtener en forma experimental todas las trayectorias que permitan moverse entre las curvas de imbibición y drenaje (o viceversa), para puntos de saturación intermedia,. Es por ello que se han desarrollado algoritmos matemáticos como los de Killough ⁽¹⁸⁾ Carlson ⁽¹⁴⁾ y Skauge ⁽⁶⁾, entre otros, conocidos como curvas de *scanning* que han sido incorporadas a los simuladores comerciales y que permiten moverse de curvas de imbibición a drenaje o viceversa. En la **Fig. 3.5** se presenta un ejemplo de curvas de *scanning* para k_{rg} , las cuales son graficadas dentro de la envolvente que forman las curvas de drenaje e imbibición.

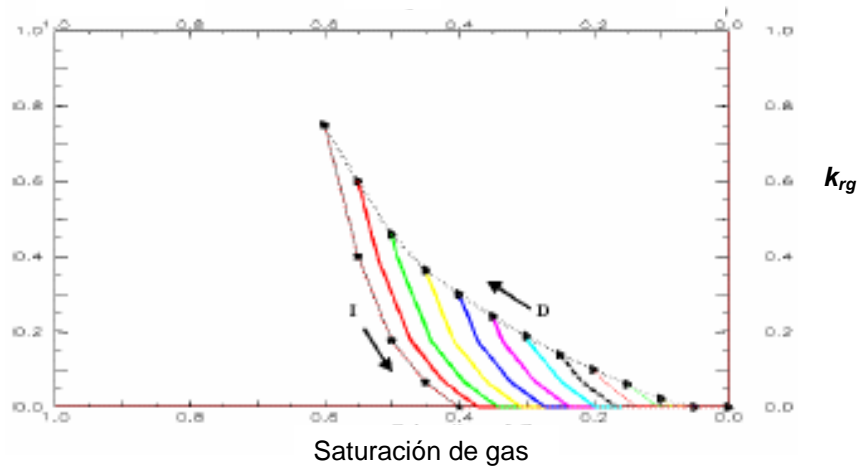


Figura 3.5. Curvas Scanning para k_{rg} en un sistema gas/crudo⁽¹⁴⁾

3.4 Modelos Desarrollados para considerar la Histéresis en la Simulación Numérica

3.4.1 Modelo de Land (1968)⁽¹⁷⁾

Land desarrolló un modelo semiempírico para rocas mojadas por agua, que permite estimar la k_r de la fase no mojante durante un proceso de imbibición, tanto para sistemas bifásicos como trifásicos.

Quizás una de las contribuciones más importante de su trabajo es el desarrollo de una expresión que permite estimar la saturación atrapada de la fase no mojante cuando el medio es sometido a un proceso de imbibición. Esta expresión viene dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{s_{nwr}} - \frac{1}{s_{nwi}} = C \quad (\text{e.c 3.1})$$

donde,

S_{nwi} = Saturación máxima histórica de la fase no mojante alcanzada antes del cambio del proceso desde drenaje a imbibición, (fracción).

S_{nwr} = Saturación de la fase no mojante atrapada después de una imbibición completa de la fase mojante, cuando la imbibición se inicia en S_{nwi} , (fracción).

C = Constante de Land: constante para cada tipo de roca, característica del entrampamiento.

En la **Fig. 3.6** se presenta en forma gráfica una representación de estos términos para k_r . La ecuación 1 es utilizada para estimar S_{nwr} .

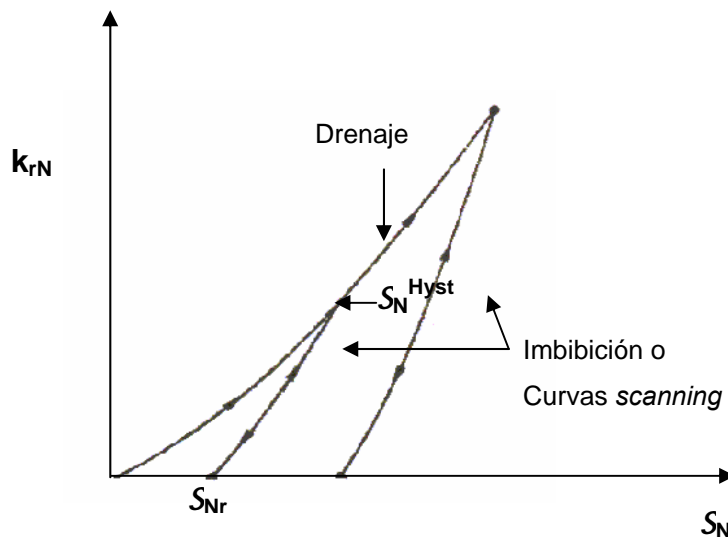


Figura 3.6 Histéresis y Curva de Scanning para k_r – Fase no Mojante

(18)

Cálculo de la Constante de Land

Para el cálculo de esta constante es necesario contar con los datos de imbibición y drenaje de la fase no mojante.

1.- Se buscan valores de saturación en las curvas de imbibición y drenaje que presenten la misma permeabilidad relativa. Los puntos de saturación que corresponden a la curva de imbibición se conocen como S_{nw} y los que corresponden a la curva de drenaje se conocen como S_{nwf} .

2.- Se determina el punto S_{nwi} que es el punto máximo en la historia de saturación.

3.- Luego se determinan las saturaciones residuales atrapadas de la fase no mojante, S_{nwr}

$$S_{nwrj} \equiv \frac{1}{2} \left\{ (S_{nwj} - S_{nwfj}) + \left[(S_{nwj} - S_{nwfj})^2 + \frac{4 * S_{nwi} * S_{nwfj} * (S_{nwj} - S_{nwfj})^{1/2}}{S_{nwi} - S_{nwf}} \right] \right\}$$

e.c 3.2

4.- Posteriormente se calcula un promedio de los S_{nwr} , que se calcularon con la ecuación 3.2,

$$S_{nwrpromedio} \equiv \frac{\sum_{j=1}^N S_{nwrj}}{N}$$

e.c 3.3

5.- Por último se determina la constante de Land con la ecuación 3.1.

3.4.2 Modelo de Killough (1976)⁽¹⁸⁾

El modelo de Killough genera curvas de *scanning* que permiten una transición suave entre procesos de drenaje a imbibición o viceversa, tanto para curvas de k_r como de p_c .

El modelo fue desarrollado para reproducir el comportamiento experimental observado, donde se toma en cuenta el efecto de las saturaciones de gas y crudo atrapadas.

El modelo de histéresis desarrollado fue acoplado a un simulador trifásico y tridimensional, observándose una simulación estable que en comparación con los simuladores comerciales existentes para la época no consumía mucho tiempo de computación, pero que necesitaba algo más de espacio en memoria para el almacenaje de datos.

El modelo de Killough necesita datos experimentales de las curvas de Imbibición y drenaje primarias (curvas límites o envolventes) tanto para k_r como para p_c . De no tener datos experimentales de estas curvas, el modelo utilizará curvas analíticas o correlaciones para obtener las curvas de drenaje e imbibición.

Histéresis en las Curvas de p_c

El modelo de histéresis en la p_c , se basa en el hecho experimental de que cada curva de *scanning* se inicia en el valor de saturación donde ocurre el cambio de proceso de drenaje a imbibición o viceversa.

Los puntos finales de cada curva de *scanning* son los puntos finales correspondientes a las curvas envolventes de drenaje o imbibición, S_{nwr} o S_{wr} , dependiendo de la dirección en que se lleve a cabo el cambio (drenaje a imbibición o imbibición a drenaje).

En la Fig. 3.7 se presentan las curvas de imbibición y drenaje para la p_c donde se observan las curvas de *scanning* para cambios intermedios en la dirección de saturación desde drenaje a imbibición.

Si un cambio de dirección en la saturación ocurre dentro de una curva de *scanning*, una nueva curva de *scanning* será generada, la cual

tendrá su punto final de saturación en el punto donde la curva de *scanning* original se inició. En la Fig. 3.8 se representa esta observación.

El modelo de histéresis para la p_c reproduce el comportamiento experimental a partir de las curvas de drenaje e imbibición y de un parámetro de regresión que a través de interpolación consigue la curva de *scanning* correspondiente. El modelo “recuerda” la historia de saturación y el punto donde ocurre el cambio de dirección en la saturación.

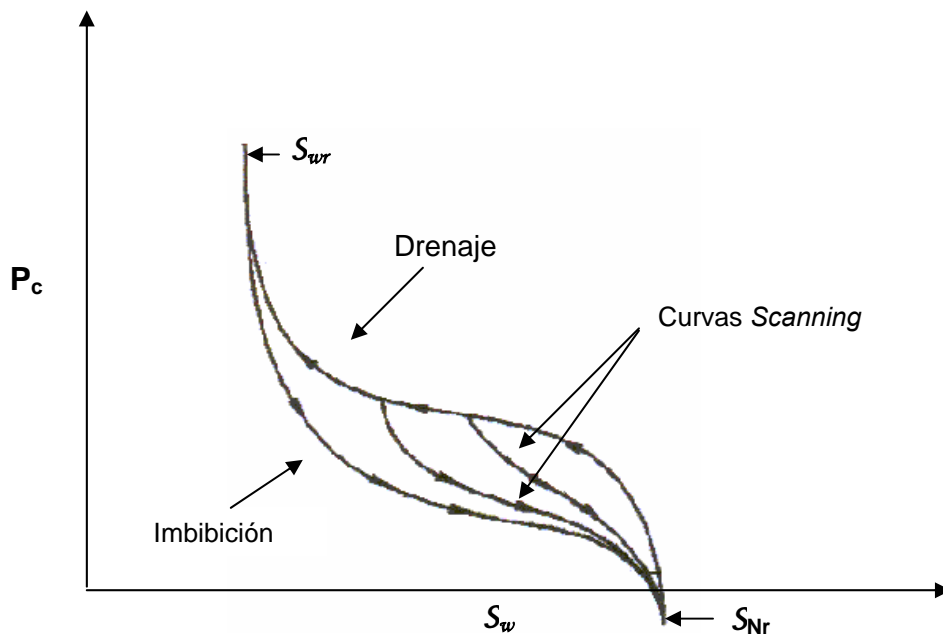


Fig. 3.7 Histéresis y Curvas de *Scanning* para la p_c ⁽²⁾

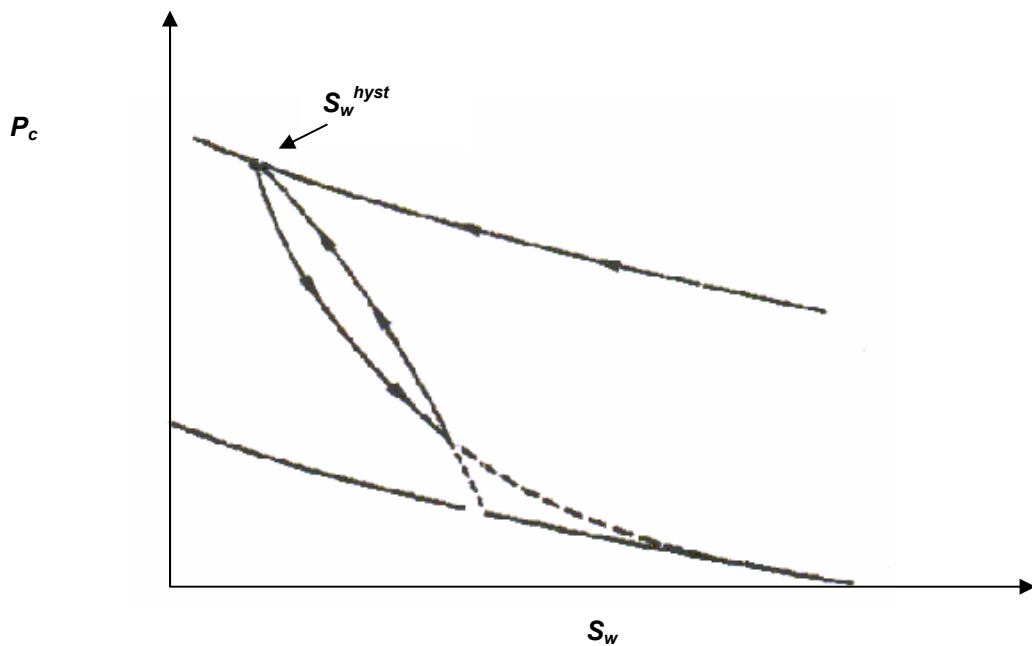


Fig.3.8 Curvas de *Scanning* para la p_c . Caso cambio de dirección en punto intermedio de la curva de *scanning* ⁽¹⁸⁾

Histéresis en las Curvas de k_r

A partir de los datos experimentales de las curvas de k_r para el proceso de drenaje, el modelo de histéresis predice las curvas de *scanning* de k_r para el proceso de imbibición calculando la saturación atrapada de la fase no mojante durante el proceso de imbibición, S_{nwr} . Para ello también hace uso de la constante de Land ⁽¹²⁾ descrita en la sección anterior.

Una vez obtenido este valor, la curva de *scanning* de k_r para la fase no mojante durante el proceso de imbibición se obtiene por interpolación utilizando la curva de k_r de la fase no mojante durante el proceso de drenaje y los puntos finales de la saturación máxima histórica, S_{nwi} , (saturación en la que ocurre el cambio de saturación desde drenaje a imbibición) y S_{nwr} donde la k_r de la fase no mojante en el proceso de

drenaje es igual a cero. La curva envolvente para el proceso de imbibición se puede obtener experimentalmente o utilizando una correlación.

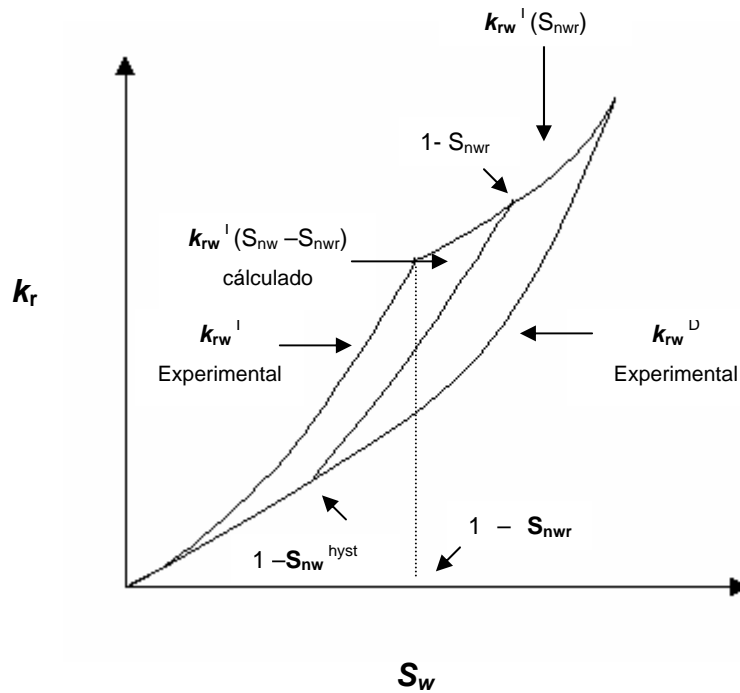


Fig. 3.9 Histéresis y Curva de Scanning para la k_r – Fase Mojante ⁽¹⁸⁾

Killough profundiza en el tratamiento de la histéresis de la fase mojante, permitiendo tomar en cuenta esta posibilidad. Para este caso, los puntos finales de las curvas de *scanning* se definen en el punto donde ocurre el cambio en la dirección de saturación ($1 - S_{nwi}$) y el punto que corresponde a ($1 - S_{nwr}$) cuyo valor de k_{rw} es difícil de estimar ya que cae entre las curvas de imbibición y drenaje. Para este caso Killough propone un método interpolativo entre los puntos finales de ambas curvas. En la Fig. 3.9 se pueden observar las curvas envolventes de drenaje e imbibición y una curva de *scanning* para la fase mojante.

Histéresis en las Permeabilidades Trifásicas

Killough utiliza como base el modelo de Stone ⁽⁷⁾ y le transfiere al mismo las permeabilidades relativas bifásicas y las curvas de scanning, obtenidas con su modelo para obtener la correspondiente k_r de la fase no mojante en condiciones trifásicas.

3.4.3 Modelo de Carlson (1981)⁽¹⁴⁾

Carlson revisó los trabajos de Land ⁽¹⁷⁾ y Killough ⁽¹⁸⁾, discutidos previamente, concluyendo que es posible obtener curvas de *scanning* conociendo solo: la curva de drenaje, la saturación histórica máxima de la fase no mojante, por lo menos un punto experimental sobre la curva de imbibición y la relación de Land entre los valores de la saturación histórica máxima y la saturación final atrapada de la fase no mojante durante un proceso de imbibición (ecuación 3.1 discutida anteriormente).

En el modelo de Carlson se reacomodan las ecuaciones desarrolladas por Land y Killough y demuestra que no son necesarios el parámetro para estimar el tamaño de poro (sugerido por Land), ni el parámetro de interpolación sugerido por Killough, para obtener las curvas de k_r durante el proceso de imbibición. Esto representa una ventaja ya que reduce la información necesaria para manejar la histéresis desde el punto de vista computacional.

Con base en la Fig. 3.10, Carlson explica la lógica que sigue su modelo para generar las curvas de *scanning* para la fase no mojante, con base a lo observado experimentalmente.

Como se puede observar en dicha figura, se parte de una condición donde el medio poroso está 100% saturado con la fase mojante, $S_w = 100\%$. Se inicia la inyección de la fase no mojante y cuando su saturación alcanza el valor crítico, S_{nwc} , comienza a moverse y se da inicio a la curva de drenaje primario de k_{rnw} . Estos valores se conocen experimentalmente.

Durante el proceso de drenaje, la fase no mojante comienza por invadir los poros de mayor diámetro. En la medida que S_{nw} incrementa se van invadiendo cada vez poros de menor diámetro.

A un valor arbitrario de S_{nw} se invierte la historia de saturación (de drenaje se pasa a imbibición). El punto donde se invierte la dirección en saturación se conoce como saturación máxima histórica, S_{nwi} .

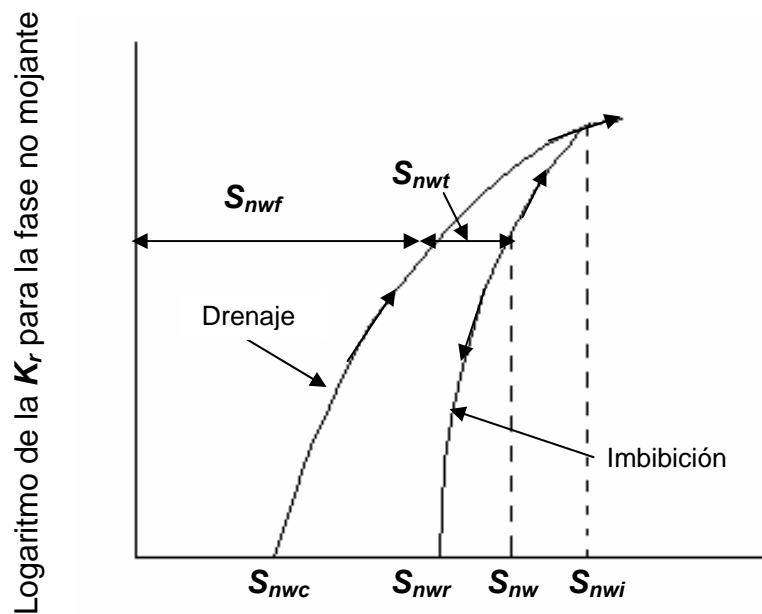


Fig. 3.10 Histéresis y Curva de Scanning para k_{rnw} ⁽¹⁴⁾

Durante el proceso de imbibición la fase mojante comienza por invadir los poros de menor diámetro, atrapando en ellos a la fase no mojante. El proceso de entrapamiento continúa hasta $k_{rnw} = 0$, cuando la saturación de la fase no mojante atrapada es S_{nwr} . La curva de scanning generada por el modelo es paralela a la curva envolvente de imbibición y parte del punto correspondiente a S_{nwi} . Al igual que los modelos discutidos anteriormente, utiliza la relación de Land para conseguir la saturación atrapada o residual de la fase no mojante, S_{nwr} , correspondiente al punto final de esa curva de scanning específica.

Si en algún punto entre S_{nwi} y S_{nwr} , la dirección de saturación cambia desde imbibición a drenaje, el regreso se hará por la curva de *scanning* de imbibición hasta alcanzar S_{nwi} . Si S_{nw} continua aumentando se seguirá por la curva de la envolvente de drenaje hasta que ocurra un nuevo cambio en la dirección de saturación, con lo que se tendrá una nueva saturación máxima histórica, S_{nwi2} , para la cual se repetirá el procedimiento anterior generando una nueva curva de *scanning* como transición entre el proceso de drenaje al de imbibición (ver Fig. 3.10). El procedimiento antes señalado es el que sigue el modelo de Carlson.

3.4.4 Modelo de Larsen y Skauge (1999)⁽⁶⁾

El modelo desarrollado por Larsen y Skauge es específico para simular el proceso AGA inmisible y se conoce con el nombre de *WAGHYSTR*, el cual se encuentra en ECLIPSE®.

La simulación del proceso de inyección AGA resulta compleja, ya que las saturaciones de agua y gas aumentan y disminuyen en forma alternada. Esto demanda una descripción del comportamiento trifásico (agua, gas y crudo) más preciso, donde se tome en cuenta el efecto de los diferentes ciclos de inyección sobre la k_r .

Evidencia experimental mostró que los modelos de histéresis previamente discutidos no reproducían adecuadamente la disminución en la k_r del agua y especialmente del gas en los ciclos sucesivos de inyección. Adicionalmente, los resultados experimentales muestran que el recobro de crudo en este tipo de proceso está relacionado con la saturación de gas atrapada en el medio poroso a consecuencia de la alternabilidad en la inyección de gas y agua.

Experimentalmente se ha observado que la movilidad del gas durante un drenaje secundario, por ejemplo inyección de gas en una zona donde previamente se ha hecho un desplazamiento con agua,

generalmente tiene una k_{rg} menor que la observada si el gas se hubiera inyectado inicialmente, sin presencia de agua móvil en el medio poroso.

El modelo *WAGHYSTR* consiste en un modelo de histéresis trifásico donde se permite reducir la k_{rg} para reducir la movilidad del gas en una situación trifásica. El atrapamiento del gas sigue el modelo de histéresis bifásica de Carlson⁽¹⁴⁾ y también utiliza la relación de Land⁽¹⁷⁾.

El modelo para estimar la k_{ro} trifásica es generado por el método de Stone I⁽³⁾. La saturación de crudo residual, S_{or} , es una función de la saturación de gas atrapado, según lo observado experimentalmente. Esto da la posibilidad de reducir la S_{or} en las zonas de tres fases.

El modelo necesita básicamente cinco parámetros:

- **Constante de Land:** controla la habilidad de atrapar gas en el núcleo y debería ser obtenida desde información experimental.
- **S_{org} , Saturación de crudo residual al gas:** Es la utilizada en una situación trifásica, siempre que no ocurra atrapamiento de gas. Es un valor que se puede utilizar para mejorar el cotejo.
- **$a^*(S_{gt})$:** Factor que controla el impacto del gas atrapado sobre S_{or} . Se utiliza para incrementar k_{ro} a valores pequeños de S_o , siempre que ocurra retención de gas. Se puede utilizar para mejorar el cotejo.
- **RED_GAS:** Reducción de k_{rg} desde flujo bifásico a flujo trifásico. Importante al cotejar perfiles de presión y los tiempos de irrupción de gas.
- **RED_WAT:** Reduce la k_{rw} . Se puede utilizar para mejorar el cotejo.

El empleo de este modelo para simular los procesos AGA debería dar valores más reales de recobro y es una herramienta fundamental para el diseño del proceso ya que permite observar variaciones en el tamaño de los tapones de agua y gas, así como la relación entre ellos. Esto último no es posible realizarlo con los modelos de histéresis descritos en las secciones anteriores.

3.4.5 Consideraciones Básicas para la Simulación con Histéresis

Kossack ⁽³⁾ evalúa la respuesta de un simulador comercial cuando se simula un mismo caso con los modelos de Killough ⁽¹³⁾, Carlson ⁽¹⁴⁾ y Larsen et al ⁽⁶⁾ antes discutidos. Además, presenta una serie de consideraciones a ser tomadas en cuenta en la simulación de procesos donde la histéresis debe ser simulada en forma apropiada. Su trabajo se concentra básicamente en sistemas fuertemente mojados por agua.

Respecto a los datos que son utilizados para las curvas envolventes de imbibición y drenaje de k_r y p_c hace énfasis en las siguientes dos observaciones que deben cumplirse:

a) **Los puntos finales de las curvas envolventes de drenaje e imbibición deben ser consistentes entre ellas y deben ser cerradas.** En la Fig. 3.11 se muestra un ejemplo donde se observa la generación de curvas incorrectas de *scanning* a consecuencia de que los puntos finales de las curvas de imbibición y drenaje para la k_{rg} son diferentes, k_{rg} (imbibición) = 0,42 y k_{rg} (drenaje) = 0. La Fig. 3.12 muestra el mismo caso pero agregando un punto adicional, k_{rg} (imbibición) = 0 a la gráfica de manera de cerrar las curvas envolventes de drenaje e imbibición y generar curvas de *scanning* correctas.

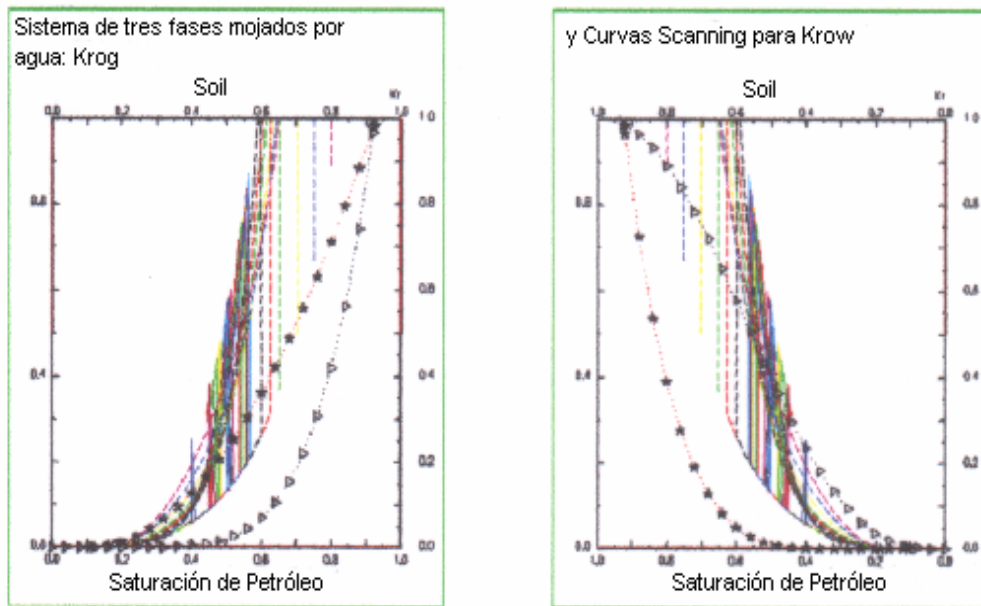


Fig. 3.11 Curvas de *Scanning* incorrectas para k_r – Sistema Trifásico (puntos finales inconsistentes)⁽³⁾

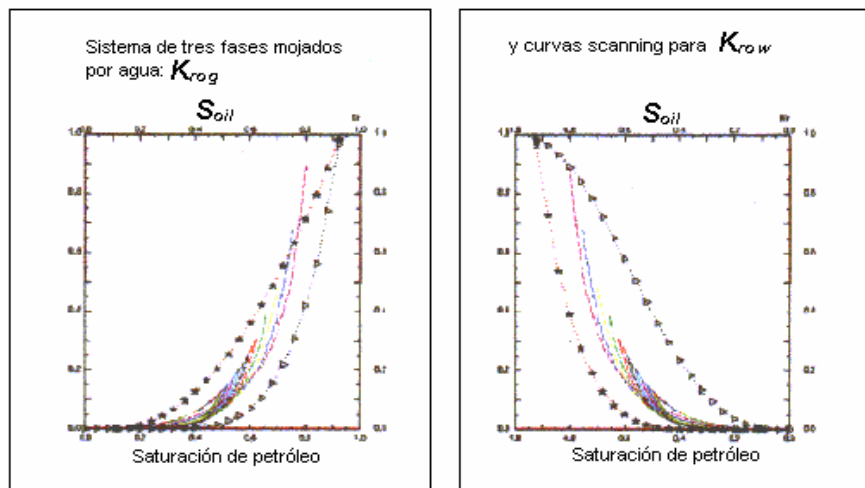


Fig. 3.12 Curvas de *Scanning* correctas para k_r – Sistema Trifásico (puntos finales consistentes)⁽³⁾

b) **Consistencia entre las curvas de drenaje e imbibición para las fases mojante y no mojante.** Como ya se discutió en este capítulo en general la k_r y p_c de la fase que incrementa su saturación son mayores que las correspondientes cuando disminuye su saturación. Algunas veces no se tiene el cuidado de verificar si los datos experimentales o las correlaciones que se emplean para generar las curvas envolventes de k_r y p_c cumplen con esta observación. No hacerlo genera curvas de *scanning* incorrectas. Las Figs. 3.13 y 3.14 presentan las curvas de drenaje e imbibición para p_c de los sistemas agua/crudo y gas/crudo. Las Figs. 3.15 y 3.16 presentan las curvas de drenaje e imbibición de k_r para los mismos sistemas agua/crudo y gas/crudo. En todos los casos el medio es fuertemente mojado por agua y se presenta la orientación correcta de las curvas de imbibición y drenaje para estos sistemas.

Como se puede observar para:

- **Sistemas agua/crudo:**

$$k_{row} \text{ (drenaje)} > k_{row} \text{ (imbibición)}$$

$$k_{rw} \text{ (imbibición)} > k_{rw} \text{ (drenaje)}$$

$$p_c \text{ (drenaje)} > p_c \text{ (imbibición)}$$

- **Sistemas gas/crudo**

$$k_{rog} \text{ (drenaje)} > k_{rog} \text{ (imbibición)}$$

$$k_{rg} \text{ (drenaje)} > k_{rg} \text{ (imbibición)}$$

$$p_c \text{ (drenaje)} > p_c \text{ (imbibición)}$$

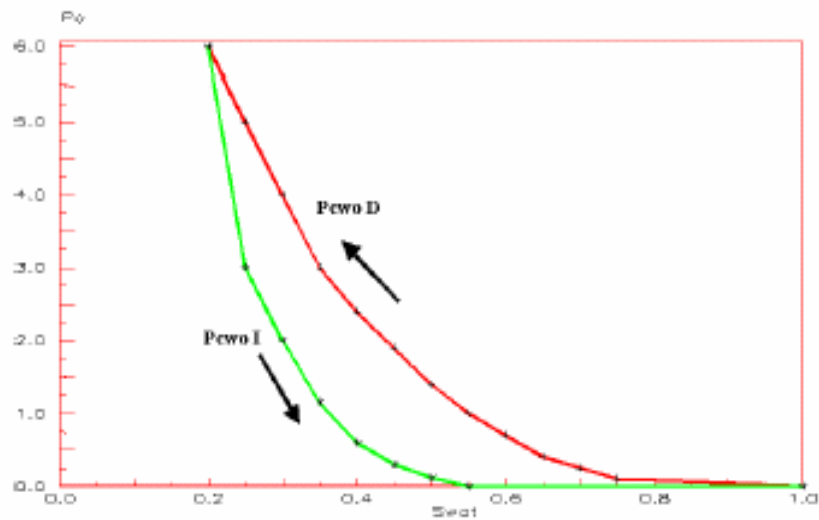


Fig. 3.13 Curvas envolventes de p_c para el sistema agua/crudo – Sistema mojado por agua ⁽³⁾

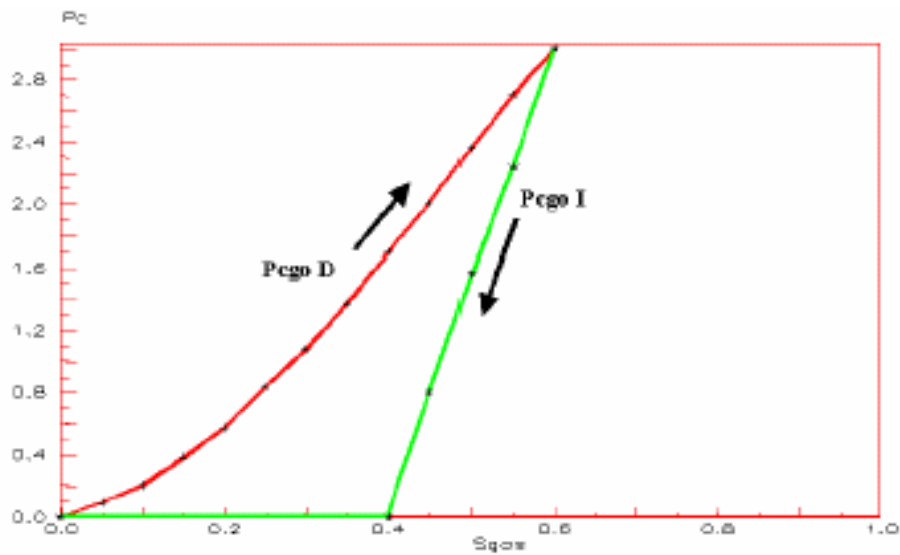


Fig. 3.14 Curvas envolventes de p_c para el sistema gas/crudo – Sistema mojado por agua ⁽³⁾

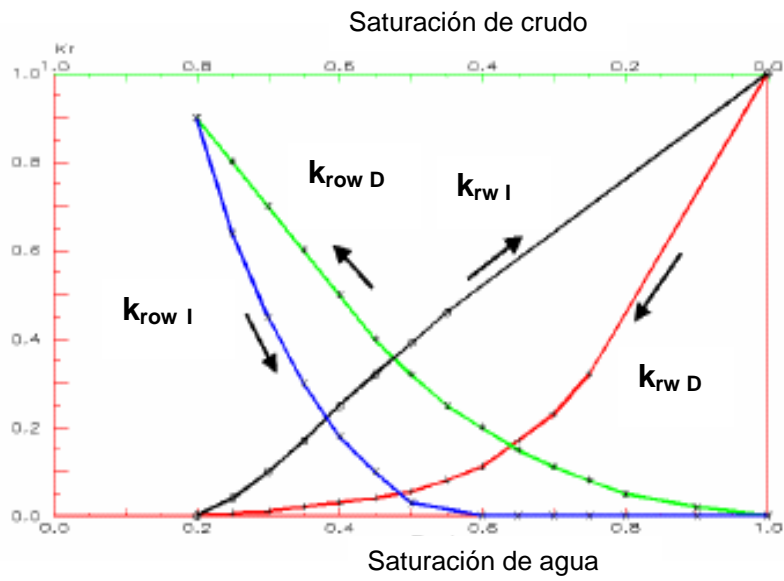


Fig. 3.15 Curvas envolventes de k_r para el sistema agua/crudo – Sistema mojado por agua ⁽³⁾

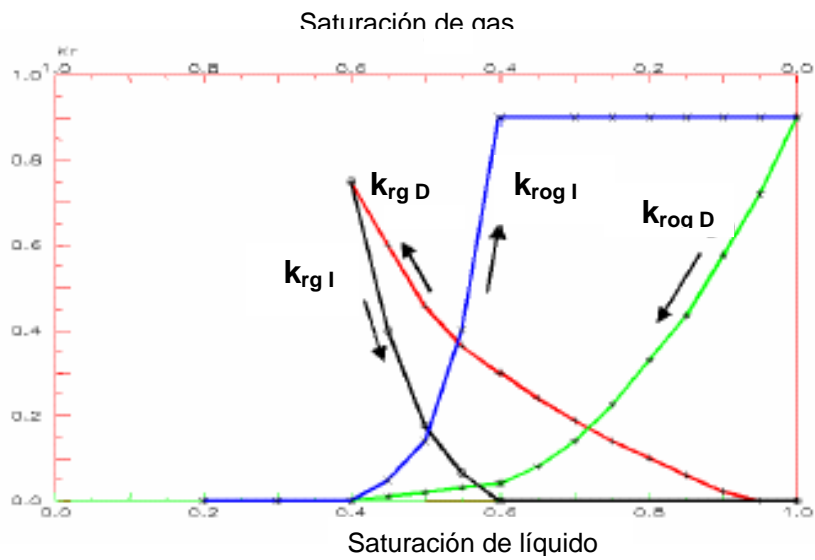


Fig. 3.16 Curvas envolventes de k_r para el sistema gas/crudo – Sistema mojado por agua ⁽³⁾

Es importante notar que, de no cumplirse las dos consideraciones antes discutidas en los datos que se incorporan a simuladores comerciales (tipo ECLIPSE®⁽⁸⁾), se generarán curvas de *scanning* incorrectas.

Recomendaciones para seleccionar la opción correcta de Histéresis en Simulación

Kossack⁽³⁾ hace referencia a la gran cantidad de opciones a la que se enfrenta un ingeniero al decidir qué modelo de histéresis debería seleccionar para representar el proceso que quisiera seleccionar. Por ejemplo, se debe seleccionar para la fase no mojante entre los modelos de histéresis (de Killough⁽¹⁸⁾, Carlson⁽¹⁴⁾, Skauge et al.⁽⁶⁾). Para la fase mojante se debe decidir si se tomará en cuenta la histéresis o, en caso contrario, qué curva (imbibición o drenaje) se seleccionará. Adicionalmente, si el sistema es trifásico se debe seleccionar entre los modelos de Stone I⁽³⁾, Stone II⁽³⁾ o Cheshire⁽³⁾ para manejar las zonas donde las 3 fases se muevan al mismo tiempo, en conjunto con los modelos de histéresis antes mencionados.

Los resultados mostrados por Kossack⁽³⁾ para la simulación de un ejemplo sencillo de un proceso AGA utilizando todos los modelos de histéresis e incluso considerando el caso sin histéresis (histéresis off), presentan notables diferencias en las tasas de producción, acumulados de petróleo, gas y agua producidos, así como en sus respectivos tiempos de irrupción. Es por ello que Kossack concluye con las siguientes recomendaciones para seleccionar el mejor conjunto de opciones para simular procesos con histéresis:

I. Sí no se tiene información del tipo de interacción roca/fluido, pero se tiene historia de producción, se debe realizar una sensibilidad con los tipos de modelos y seleccionar el que mejor coteje la producción y tiempos de irrupción del gas y del agua.

II. En ausencia de datos experimentales para seleccionar el modelo de histéresis y sin información histórica para cotejar. Se deben evaluar todos los modelos a fin de cuantificar el efecto de los mismos sobre las predicciones.

III. Para determinar el modelo de histéresis apropiado para un yacimiento a ser evaluado, se deben realizar pruebas de laboratorio donde se realicen desplazamientos en núcleos largos, usando mecanismos de inyección tipo AGA. Aproximadamente un volumen poroso, V_p , debería ser inyectado en cinco o seis ciclos. Los experimentos deberían ser simulados y cotejados para seleccionar el modelo que mejor ajuste.

Sin embargo, se conoce la hipótesis que habla sobre economía en el tiempo de simulación con resultados de recobro similares cuando se trabaja con la inyección simultánea de agua y gas para simular procesos AGA. Uno de los puntos a favor de esta técnica tiene que ver con el hecho de que en la simulación de la inyección simultánea no se toma en cuenta el fenómeno de histéresis, por lo que se simplifica en forma considerable la simulación. Esto es especialmente importante cuando se trabaja con yacimientos muy grandes.

En vista de que este es un aspecto donde poco se ha hecho para investigar esta posibilidad, este trabajo está orientado a hacer una comparación entre el modelo *WAGHYSTR* desarrollado por Larsen y Skauge para simular el proceso AGA, y la simulación de la inyección simultánea respetando la relación de volúmenes de gas y agua que se inyectan en cada caso. Los detalles de cómo se realizará esta simulación se discutirán en el Capítulo IV.

MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo presenta en forma detallada el desarrollo de la metodología y las actividades llevadas a cabo para el cumplimiento de los objetivos de este Trabajo Especial de Grado.

4.1 Compilación de Datos para Generar el Modelo de Simulación

Con el fin de generar el modelo de yacimientos y de tener criterios para fijar las condiciones de inyección y producción de las corridas. Se realizó la recolección de datos referentes al Campo El Furrial, en cuanto a propiedades de los fluidos y características de la roca, todo este tipo de información se obtuvo de publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, *SPE*. Se trabajó en específico con las referencias de Todd y Claridge⁽²⁴⁾ y Echeverria y Auxiette⁽¹³⁾. En el capítulo II y en el apéndice I de este trabajo se resume la información más importante de este campo.

Adicionalmente se revisaron aspectos relacionados con los procesos de inyección alternada de agua y gas e inyección simultánea, su aplicación en campo y algunos detalles a nivel de simulación de ambos procesos. Estos aspectos fueron resumidos en el capítulo II.

Finalmente, se hizo una revisión de los modelos desarrollados para simular el fenómeno de histéresis disponibles en el simulador ECLIPSE®100, a fin de tener un mejor entendimiento del fenómeno y de los parámetros que se deben manejar en cada modelo.

4.2 Simulador Numérico de Yacimientos

Se utilizó el simulador comercial ECLIPSE®, el cual tiene cuatro opciones conocidas como: ECLIPSE®100, ECLIPSE®200, ECLIPSE®300 y ECLIPSE®500. En este estudio se trabajó con la versión pseudocomposicional o ECLIPSE®100, el cual es un simulador de petróleo negro, con opciones para gas condensado.

4.3 Generación del Modelo de Yacimiento

Aún cuando se conoce que el campo El Furrial no presenta un ordenamiento de pozos por patrón y que la distancia entre los pozos es de alrededor de 1 km, en este estudio se hicieron ciertas modificaciones al caso real, debido al hecho de no disponer de un modelo de simulación que refleje la estructura y compleja heterogeneidad de este yacimiento y con el fin de tener condiciones más sencillas, que ayudasen a entender mejor los resultados y a obtenerlos en un tiempo manejable, que permitiera hacer una gran cantidad de corridas a las condiciones de trabajo de la universidad.

Es por ello que para este estudio conceptual se trabajó con de un yacimiento horizontal plano. El cual, basado en la información publicada para el yacimiento Cretáceo⁽²⁴⁾ del campo El Furrial, fue dividido en 8 unidades de flujo, representando un yacimiento tipo volumétrico, con crudo subsaturado y una presión inicial de 11000 lpc.

Las propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad promedio y datos PVT del crudo fueron seleccionadas acorde con la información disponible para el yacimiento Cretáceo.

La Fig. 4.1 muestra la sección transversal del modelo (cortes XZ) donde se puede apreciar las permeabilidades absolutas para cada capa.

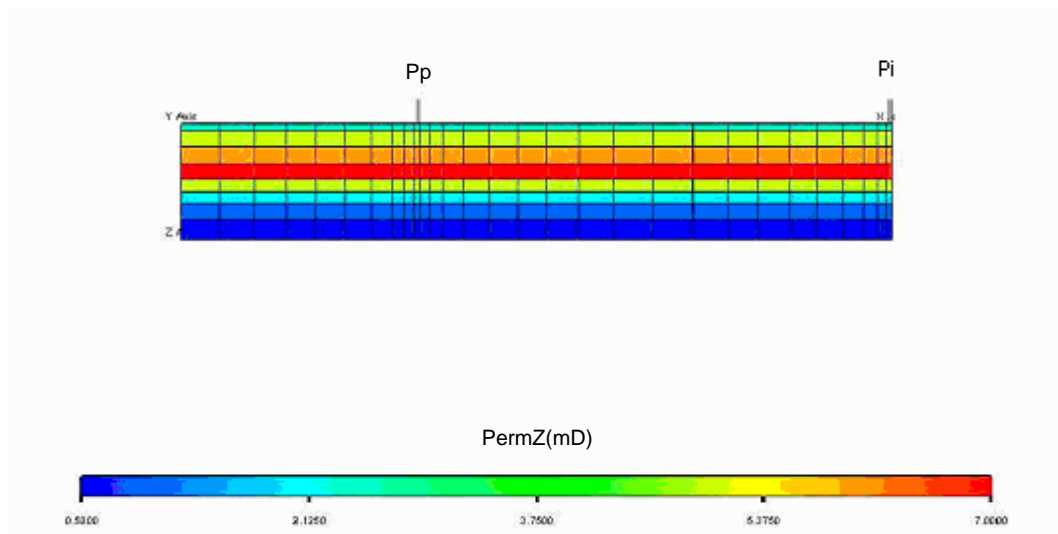


Fig. 4.1 Permeabilidad Absoluta en Dirección Z

4.3.1 Propiedades del Petróleo y el Gas

En las Figs. 4.2 y 4.3 se muestran las propiedades PVT del petróleo y el gas utilizadas para este modelo. En la Fig 4.2 se presenta el factor volumétrico de formación del petróleo, su viscosidad y la relación gas/petróleo en solución a la temperatura del yacimiento ($298^{\circ}F$) y en la Fig. 4.3 se encuentra el factor volumétrico de formación del gas y su viscosidad, a la misma temperatura.

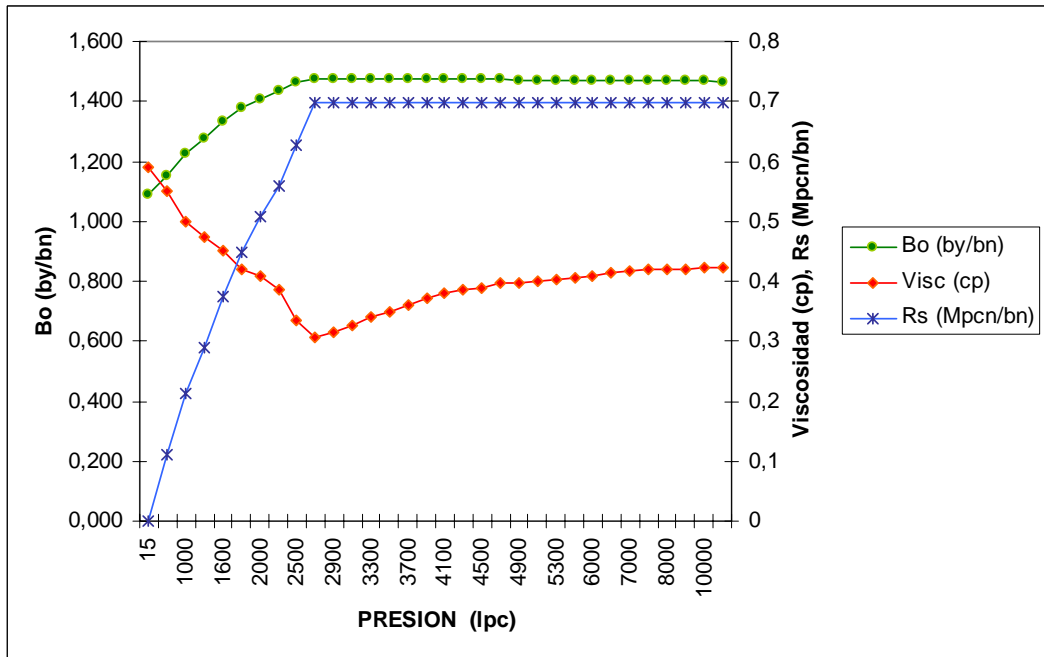


Fig. 4.2 Propiedades PVT del Petróleo⁽²⁴⁾

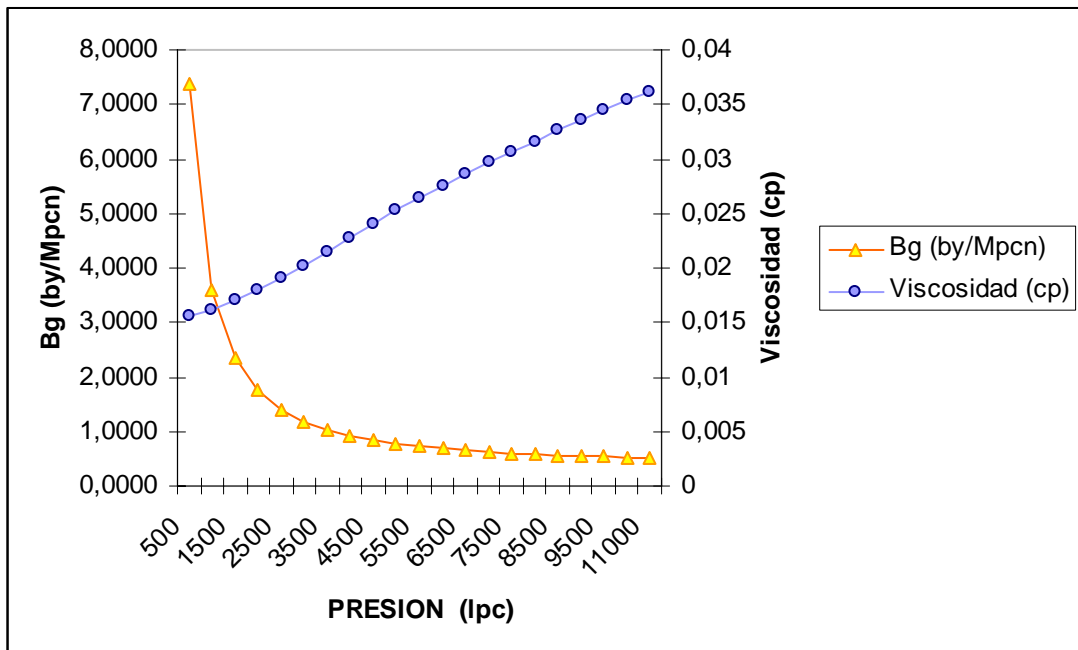


Fig. 4.3 Propiedades PVT del Gas⁽²⁴⁾

4.3.2 Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar

- En la revisión bibliográfica se encontraron para el campo El Furrial ⁽²⁴⁾ las curvas bifásicas para drenaje en los sistemas crudo/agua y crudo/gas presentadas en las Figs. 4.4 y 4.5.
- Adicionalmente con la idea de tener un conjunto completo de curvas de imbibición y drenaje tanto para la permeabilidad relativa como para la presión capilar se recopilaron las curvas presentadas por Kossack ⁽³⁾ que se muestran en las Figs. 4.6 a la 4.11.

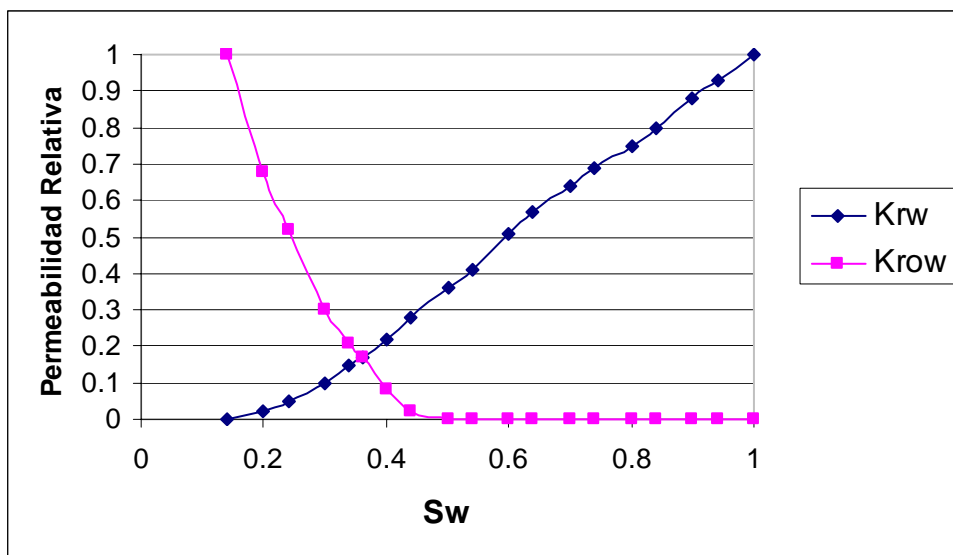


Fig. 4.4 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Agua Yacimiento Cretáceo⁽²⁴⁾

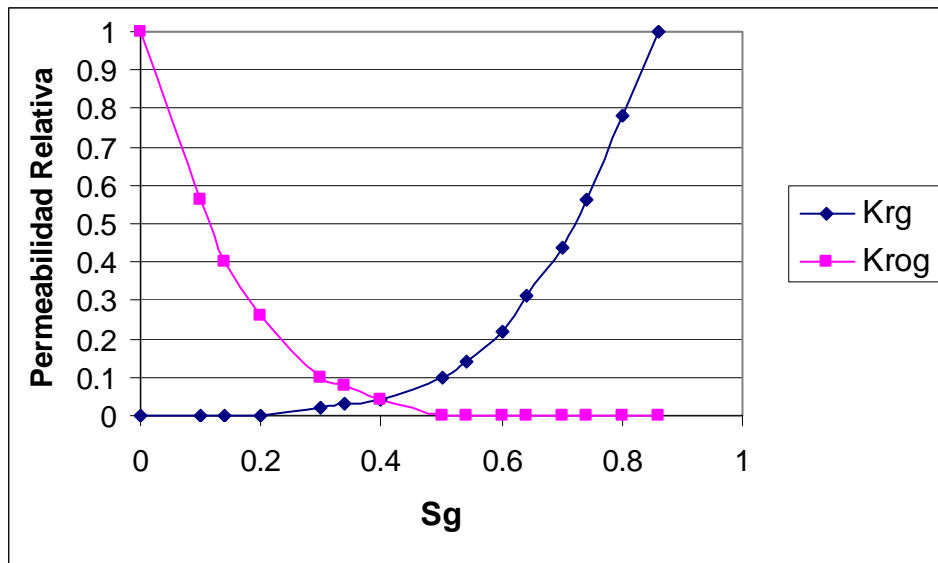


Fig .4.5 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Gas – Yacimiento Cretáceo⁽²⁴⁾

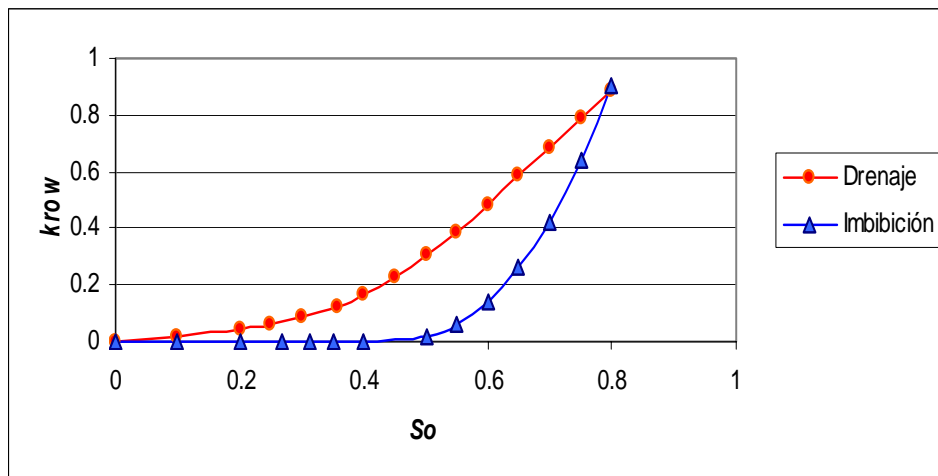


Fig. 4.6 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Agua-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua⁽³⁾

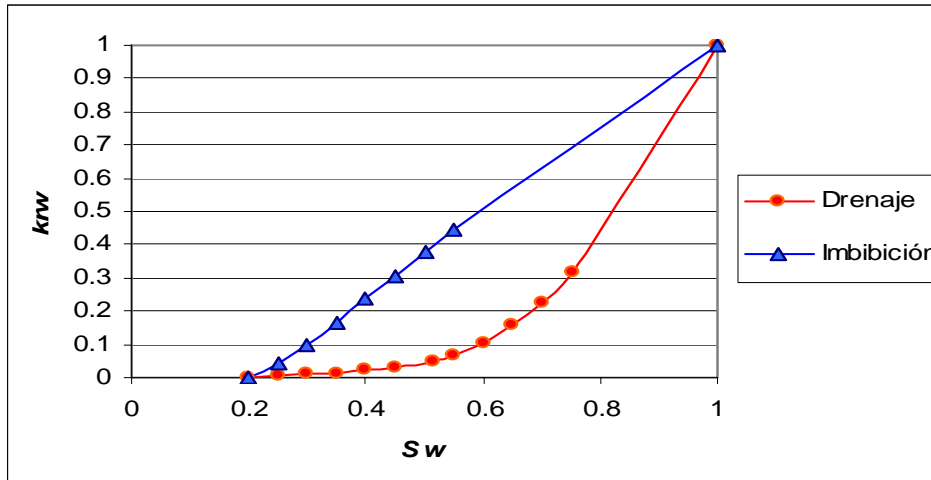


Fig. 4.7 Curvas de Permeabilidad Relativa al Agua-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua⁽²⁴⁾

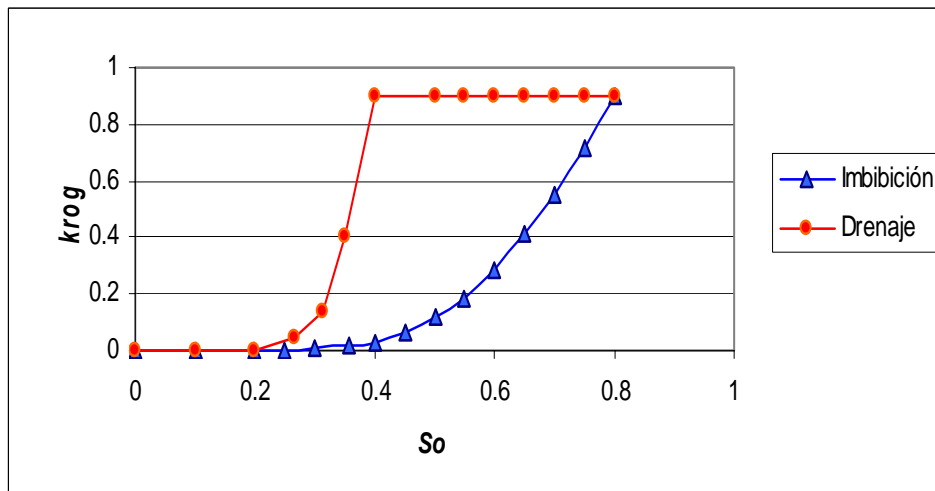


Fig. 4.8 Curvas de Permeabilidad Relativa Petróleo/Gas-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua⁽²⁴⁾

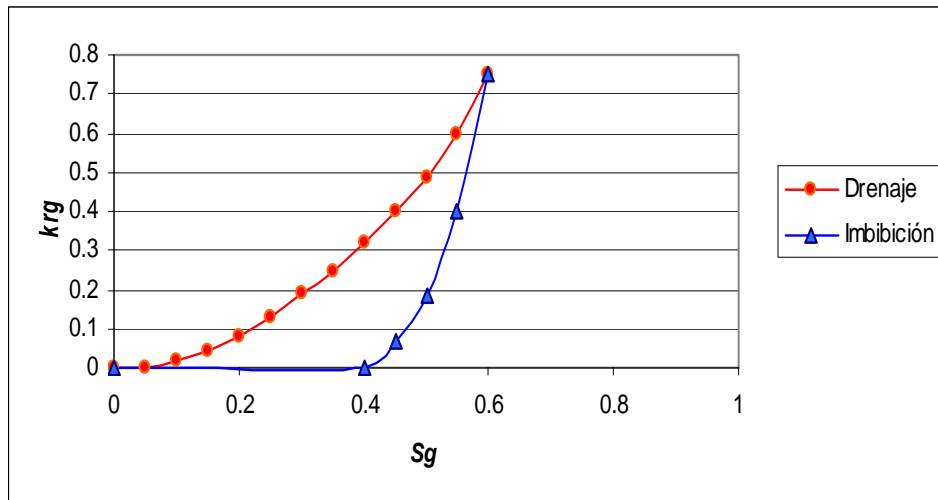


Fig. 4.9 Curvas de Permeabilidad Relativa al Gas-Imbibición y Drenaje- Sistema Mojado al Agua⁽²⁴⁾

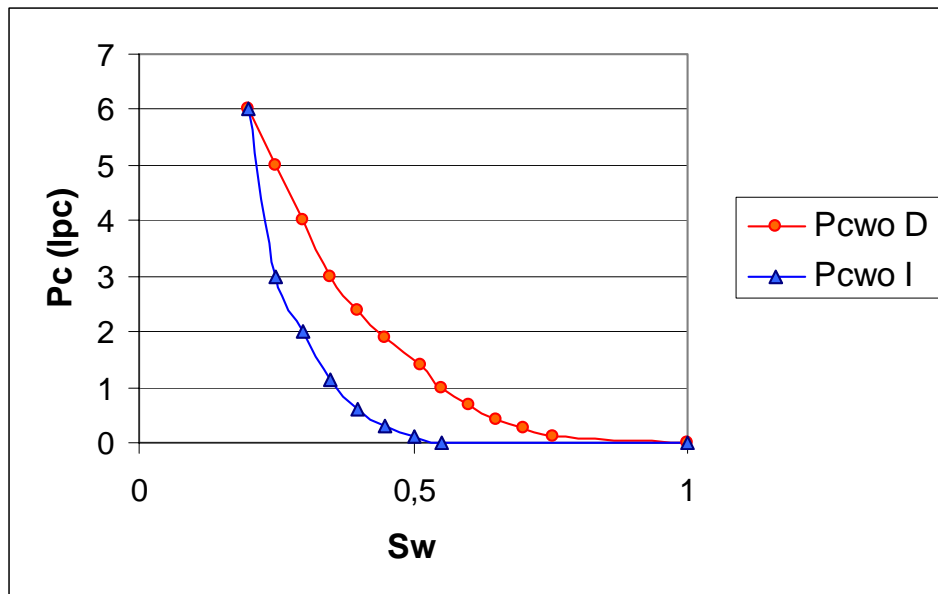


Fig. 4.10 Curvas de Presión Capilar Petróleo/Agua-Imbibición y Drenaje-Sistema mojado al Agua

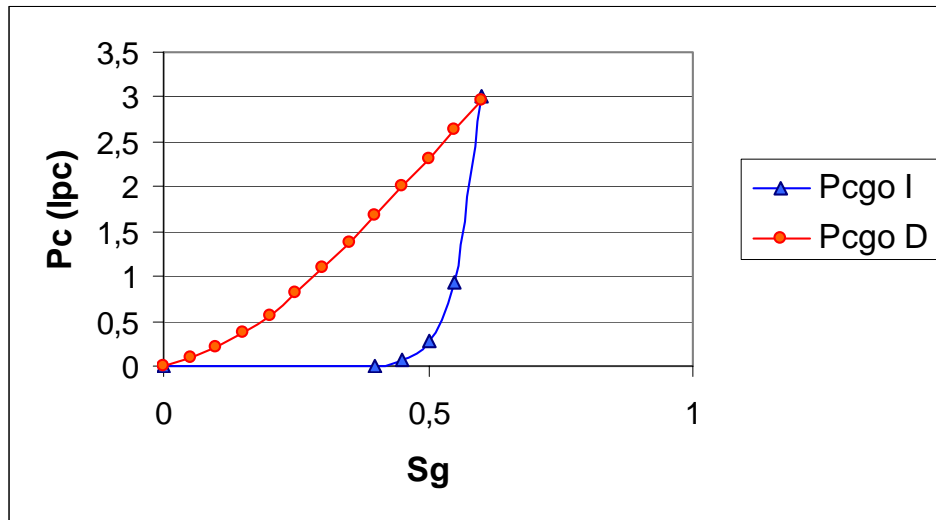


Fig. 4.11 Curvas de Presión Capilar Petr6leo/Gas-Imbibici6n y Drenaje-Sistema mojado al Agua

4.4 Dise1o de la Malla de Simulaci6n

Para la selecci6n de la malla, primero se realiz6 un arreglo invertido de cinco pozos, en donde se mantuvo una distancia de 500 metros entre el pozo inyector y los pozos productores, posteriormente se tom6 un elemento de simetría, correspondiente a $\frac{1}{4}$ de la malla original, manteniendo sus propiedades promedio. Para evitar los problemas asociados a cambios bruscos en el tama1o de una celda a otra, se hizo una discretizaci6n logarítmica de la malla⁽²⁵⁾, asignando los bloques m1s peque1os alrededor de los pozos. La malla final tuvo un total de 6.728 celdas, distribuidas en 29 celdas en la direcci6n X, 29 en la direcci6n Y y 8 en la direcci6n Z. Esta malla permiti6 tener 20 bloques entre el pozo inyector y el pozo productor. (Ver Fig. 4.12)

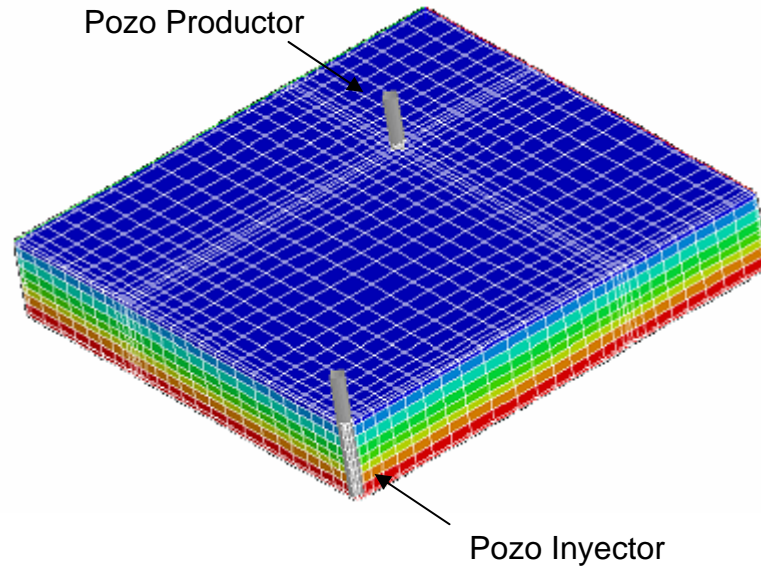


Fig. 4.12 Malla utilizada en el Modelo de Simulación

Los resultados de las corridas realizadas para verificar la factibilidad de utilizar un elemento de simetría de la malla original se presentan en el apéndice II de este trabajo.

4.5 Diseño de las Corridas de Simulación

Etapas de Agotamiento Natural

Todas las corridas partieron de las mismas condiciones iniciales representadas por un yacimiento virgen a 11000 lpc, sometido a una etapa de agotamiento natural, la cual cumplió con los siguientes requisitos:

- Una vez abierto el pozo a producción no se permitió que la tasa de este fuese mayor a 8000 bn/d.
- Este escenario culmina cuando la presión del yacimiento es cercana a los 6500 lpc, para llegar a esta presión se realizaron varios cambios en la presión de fondo del pozo productor según

las fechas de producción. El límite de presión de 6500 lpc refleja una condición real, impuesta al campo con el fin de no sobre pasar la presión umbral de precipitación de asfaltenos⁽¹³⁾.

Una vez llegado a este punto se inicia la etapa de mantenimiento de presión a aproximadamente 6500 lpc, para la cual se evaluaron la inyección continua de agua o gas inmiscible, la inyección AGA y la inyección simultánea. Como ya se explicó anteriormente, la inyección simultánea de agua y gas no se hizo con la finalidad de evaluar un método de recobro, sino como una forma de sustituir la simulación del proceso AGA con histéresis.

Condiciones de Inyección de Fluidos

En la actualidad, en el campo El Furrial se inyecta una tasa promedio de 14.000 by/d⁽¹³⁾ de agua por pozo para el mantenimiento de presión, como el modelo de simulación empleado representa un elemento de simetría de $\frac{1}{4}$ del patrón normal, se utilizó una tasa de inyección de 3500 by/d por pozo.

Se asumió que para el caso de la inyección de gas se debería mantener un volumen de inyección equivalente al del agua a condiciones de yacimiento, a fin de continuar con el proceso de mantenimiento de presión, por lo que para el caso de la inyección de gas se utilizó una tasa de inyección equivalente a 3500 by/d por pozo, lo que representa a condiciones de superficie 6,25 MMpcn/d.

Definición del Caso Base para las corridas del Proceso AGA

En el caso base de la inyección alternada de agua y gas, se definió una relación gas/agua de 1:1 y una longitud de tapón de 3 meses. La simulación numérica de este proceso consistió en la inyección de 30 ciclos de agua alternada con gas (AGA) comenzando con inyección de gas.

A manera de ejemplo en el apéndice III se presenta el archivo de datos (AGA_3_MESES_E100.DATA) correspondiente al modelo *WAGHYSTR* el cual contiene todos los datos cargados al simulador.

Grupos de Corridas Planificadas

La Tabla 4.1 resume los grupos de corridas realizadas y los objetivos perseguidos en cada uno de los grupos. Como ya se explicó anteriormente, todas las corridas parten de la misma etapa de agotamiento, están sometidas a las mismas condiciones de inyección y tienen una duración de 15 años.

Tabla 4.1 Resumen de las Corridas Planificadas

Grupo (#)	Objetivo
1	Evaluar los modelos de histéresis para simular el proceso AGA inmisible disponibles con el simulador ECLIPSE®100.
2	Evaluar la simulación del proceso AGA sin considerar el fenómeno de histéresis.
3	Evaluar si existe similitud en los resultados de la inyección simultánea de agua y gas con los de la inyección AGA.
4	Comparar el comportamiento del proceso AGA frente a los procesos de inyección continua de agua o gas inmisible.
5	Conocer el efecto del tamaño del tapón de gas o de agua y la relación volumétrica entre ellos en el comportamiento del proceso AGA, con el modelo <i>WAGHYSTR</i> .

4.7 Evaluación de los Modelos de Histéresis

Para simular el fenómeno de histéresis, el simulador ECLIPSE®100 ofrece varios modelos matemáticos, entre ellos los descritos por Killough⁽¹⁸⁾, Carlson⁽¹⁴⁾ y Skauge y Larsen⁽⁶⁾. Adicionalmente

se requiere de los valores de permeabilidad relativa y presión capilar asociados a este proceso. Generalmente, se supone que la fase mojanante no presenta histéresis en su comportamiento, por lo que el modelo de histéresis es aplicado a la fase no mojanante solamente. Sin embargo, este simulador le permite al usuario que seleccione para la fase mojanante las curvas de drenaje, las curvas de imbibición, o aplicar histéresis.

En la Tabla 4.2 se presentan las opciones de histéresis para la permeabilidad relativa que pueden ser seleccionadas en el simulador ECLIPSE®100. El simulador maneja las opciones tanto para sistemas mojados al agua como para mojados al petróleo.

Tabla 4.2. Modelos de Histéresis y Fase Mojanante del Sistema.

<i>EHYSTR</i>	<i>Modelo</i>	<i>Curva utilizada para la fase mojanante</i>	<i>Mojabilidad del Sistema</i>
Tipo			
0	Carlson	Curva de drenaje	Mojado al agua
1	Carlson	Curva de imbibición	Mojado al agua
2	Killough	Curva de drenaje	Mojado al agua
3	Killough	Curva de imbibición	Mojado al agua
4	Killough	Curvas de imbibición y drenaje	Mojado al agua
5	Carlson	Curva de drenaje	Mojado al petróleo
6	Killough	Curva de imbibición	Mojado al petróleo
7	Killough	Curvas de imbibición y drenaje	Mojado al petróleo

Modelo WAGHYSTR

En la simulación del fenómeno de histéresis para un proceso de inyección alternada de agua y gas inmisible, el modelo recomendado a utilizar debería ser el modelo Larsen y Skauge⁽⁶⁾, el cual fue desarrollado específicamente para este tipo de proceso.

En el modelo de Larsen y Skauge, la histéresis en la fase no mojanante se estima en base a la teoría desarrollada por Land⁽¹⁷⁾ y

Carlson⁽¹⁴⁾. Según este modelo la permeabilidad relativa de la fase gas (no mojante) y de la fase mojante (agua), decrecen con cada ciclo de inyección en el proceso *AGA*.

El modelo de histéresis *AGA*, desarrollado por Skauge y Larsen, puede ser activado en el simulador ECLIPSE®100 con el keyword *WAGHYSTR*. Cuando se utiliza sólo la opción *WAGHYSTR* (sin *EHYSTR*) la histéresis sólo se aplica a la fase agua y a la fase gas. Para considerar la histéresis en la fase petróleo, se tiene que especificar *EHYSTR* para que funcione junto con el modelo de histéresis *AGA*. Los parámetros que deben ser introducidos en este keyword son los siguientes:

- Constante de Land, *C*
- Factor de reducción de la curva de drenaje secundario, α
- Modelo del Gas
- Petróleo residual
- Fracción lineal de la curva de imbibición
- Modelo trifásico saturación umbral
- Modificación de la fracción de petróleo residual

Cálculo de la Constante de Land, *C*

El parámetro de la constante de Land debe ser calculado por el usuario y este depende directamente de la curva de imbibición y drenaje de la fase no mojante. En el Capítulo se describe como se realiza el cálculo de *C*.

Inyección Alternada de Agua y Gas

Para este caso se utilizaron todos los modelos de histéresis disponibles en el simulador ECLIPSE® y también se utilizó el modelo de Skauge y Larsen (*WAGHYSTR*).

Inyección Simultánea de Agua y Gas

Se realizó el estudio de este tipo de inyección ya que es comparable con el proceso AGA, las razones de ello se exponen en el capítulo III. Al igual que la inyección alternada, este proceso de inyección simultánea también contó con una etapa de agotamiento natural y se realizó bajo las mismas condiciones.

Este tipo de inyección no considera el fenómeno de histéresis ya que las saturaciones de las fases siempre están en aumento. La inyección simultánea de agua y gas se logró definiendo dos pozos en las mismas celdas y completados en las mismas unidades, pero con fases de inyección distintas, es decir, un pozo para la inyección de gas y otro para la inyección de agua, los pozos se abren al mismo tiempo. Este tipo de configuración es permitida por el simulador ECLIPSE®100, pero no quiere decir que es aplicable a otros simuladores.

4.8 Sensibilidades

Al proceso de inyección alternada de agua y gas se le realizaron ciertas sensibilidades para completar la investigación y así poder determinar como estas variaciones afectan al comportamiento del proceso.

Se tomó el proceso AGA que considera el fenómeno de histéresis a través del modelo de Skauge y Larsen (*WAGHYSTR*), y se realizaron variaciones de:

- Longitud del tapón
- Relación volumétrica de los tapones de inyección gas/agua

Las Tablas 4.2 y 4.3 muestran las matrices de corridas diseñadas para estas sensibilidades.

Tabla 4.3 Variación de la Longitud de Tapón

<i>Relación Gas/Agua</i>	<i>Longitud de tapón</i>
1:1	3 meses
	6 meses
	12 meses

Tabla 4.4 Variación de la Relación Gas/Agua

<i>Longitud de tapón</i>	<i>Relación Gas/Agua</i>
3 meses	1:2
	1:3
	2:1
	3:1

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Definición del Caso Base

Todas las corridas se realizaron en un modelo de yacimiento horizontal, tipo caja, cuyas características fueron discutidas en el capítulo anterior. En la simulación de los diferentes procesos el tiempo de inyección fue de 15 años, a una tasa de inyección tanto para el agua como para el gas de 3500 by/día. Para el caso de la inyección alternada se consideró el fenómeno de histéresis y se inició la inyección con un tapón de gas, que tuvo una duración de 90 días, seguido por un tapón de agua también de 90 días, es decir una relación g/w de 1:1. Para calcular las permeabilidades trifásicas se utilizó el modelo de Stone I. En todos los casos se consideró la inyección de gas inmiscible con el petróleo.

Con respecto a las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, es importante señalar que resultados preliminares realizados a manera de familiarización con el simulador y el modelo de yacimiento desarrollado, indicaron la necesidad de realizar las corridas con el conjunto completo de curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, ya que con los únicos datos disponibles para El Furrial (Figs. 4.4 y 4.5) no se observaba diferencias al simular el proceso AGA con y sin la opción de histéresis.

Por tal motivo todos los resultados presentados en este capítulo corresponden a corridas realizadas con el conjunto completo de curvas de imbibición y drenaje para k_r y p_c presentadas en las Figs. 4.6 a la 4.11.

5.2 Evaluación de los Modelos de Histéresis con el Proceso AGA

Como se discutió previamente en el Capítulo III, existe una gran variedad de posibilidades de incorporar el efecto de la histéresis en las curvas de k_r y p_c , para simular la inyección alternada de agua y gas.

Kossak ⁽⁹⁾, sugiere que cuando no se dispone de datos de campo que ayuden a seleccionar el modelo de histéresis que mejor describa el comportamiento real, se deberían probar todos los modelos con el fin de tener un estimado de los rangos de variación de las variables fundamentales como recobro de petróleo, corte de agua, *RGP* y tiempos de irrupción de los fluidos inyectados.

Con el fin de observar el comportamiento de los 3 modelos de histéresis disponibles en ECLIPSE®100, para la simulación de un proceso AGA, se realizaron varias corridas, para el mismo caso base, variando, en cada corrida, únicamente el modelo de histéresis y sus respectivos tipos, los cuales dependen de la curva (imbibición o drenaje) empleada para la fase mojante. En el Capítulo III se presentó una discusión sobre cada modelo de histéresis.

En la Tabla 5.1 se presentan los modelos de histéresis con sus respectivos tipos para cada una de las corridas realizadas y en la Tabla 5.2, y Fig. 5.1, se presentan, a manera de comparación, los resultados obtenidos para cada modelo. En la Tabla 5.2 se muestran algunos de los parámetros de campo más significativos, mientras que en la Fig. 5.1 se muestra el comportamiento del factor de recobro de petróleo vs. tiempo de inyección para cada corrida.

Tabla 5.1. Modelos de Histéresis del Simulador ECLIPSE® 100

Corrida #	Modelo	Tipo	Curva utilizada para la Fase Mojante (agua)
1	Carlson	0	Curva de Drenaje
2	Carlson	1	Curva de Imbibición
3	Killough	2	Curva de Drenaje
4	Killough	3	Curva de Imbibición
5	Killough	4	Histéresis en todas las fases
6	WAGHYSTR	4	Modelo de Killough a la fase del petróleo

Factor de Recobro

Como se puede observar en la Tabla 5.2 y en la Fig. 5.1, el mayor recobro se obtuvo al utilizar el modelo *WAGHYSTR*, corrida 6, con un factor de recobro del 61%. El modelo de Killough, tipos 3 y 4, los cuales corresponden a las corridas 4 y 5 respectivamente, se superponen, (mismo recobro), el cual es de 44%. Entre el modelo de Carlson tipo 0 (corrida 1) y tipo 1 (corrida 2), el menor recobro es para el tipo 1, con un valor de 40%, existiendo entre ambos una diferencia de 7%.

Relación Gas/Petróleo (*RGP*)

En la Fig. 5.2 se presenta la variación de la relación gas/petróleo con el tiempo para las corridas una a la cinco. Como puede observarse la irrupción del gas, para todos los modelos, ocurre prácticamente al mismo tiempo en el año 2005 (dos años después del inicio de la inyección). El comportamiento de la *RGP* luego de la irrupción del gas en el pozo productor se ajusta, en general, al esperado, observándose una tendencia a incrementar con el tiempo, adicionalmente mantiene un comportamiento sinusoidal correspondiente a la alternabilidad de los tapones de gas y agua inyectados. También se observa que los tipos asociados al modelo de Carlson reflejan un mayor rango de variación en el *RGP* que los del modelo de Killough.

Tabla 5.2. Efecto de los Modelos de Histéresis sobre el Proceso AGA

<i>Parámetro Evaluado</i>	<i>Carlson Tipo 0</i>	<i>Carlson Tipo 1</i>	<i>Killough Tipo 2</i>	<i>Killough Tipo 3</i>	<i>Killough Tipo 4</i>	<i>WAGHYSTR</i>
Factor de Recobro (%)	47	40	54	44	44	61
Fecha de Irrupción del Agua	Julio 2007	Marzo 2005	Febrero 2009	Enero 2006	Enero 2006	Agosto 2007
Fecha de Irrupción del Gas	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Marzo 2005
Corte de Agua (%)*	81	83	80	81	81	61
RGP (Mpcn/bn) *	7,01	8,74	8,18	10,34	10,34	5,15
Volumen de Gas Inyectado (MMpcn)	15.914	15.708	15.584	15.371	15.371	15.750
Tasa de Inyección del Agua (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Tasa de Inyección del Gas (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Volumen Poroso de Gas Inyectado (%)	58	58	58	58	58	58

*al final de la corrida

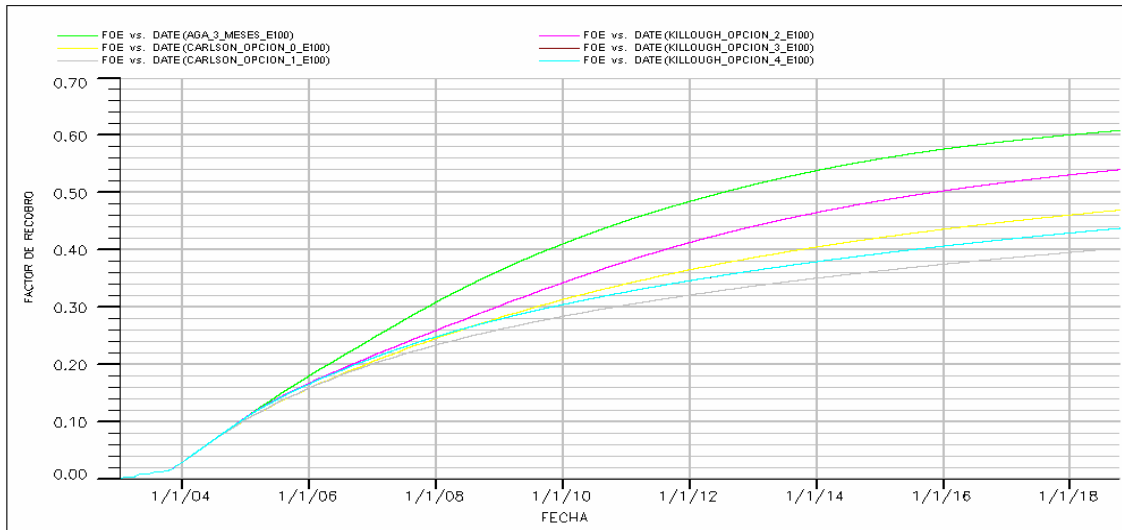


Fig. 5.1. Factor de Recobro de los Modelos de Histéresis - Proceso AGA

Por otro lado, en la Fig. 5.3 se tiene esta misma curva pero para la corrida 6 (*WAGHYSTR*), se aprecia que a partir de la irrupción del gas en el pozo productor, en agosto del 2007, se genera una gran inestabilidad en la corrida. Este comportamiento no refleja lo esperado para un proceso *AGA*, por lo que se sugiere algún tipo de problema con el modelo *WAGHYSTR*. Este punto será complementado dentro de esta sección.

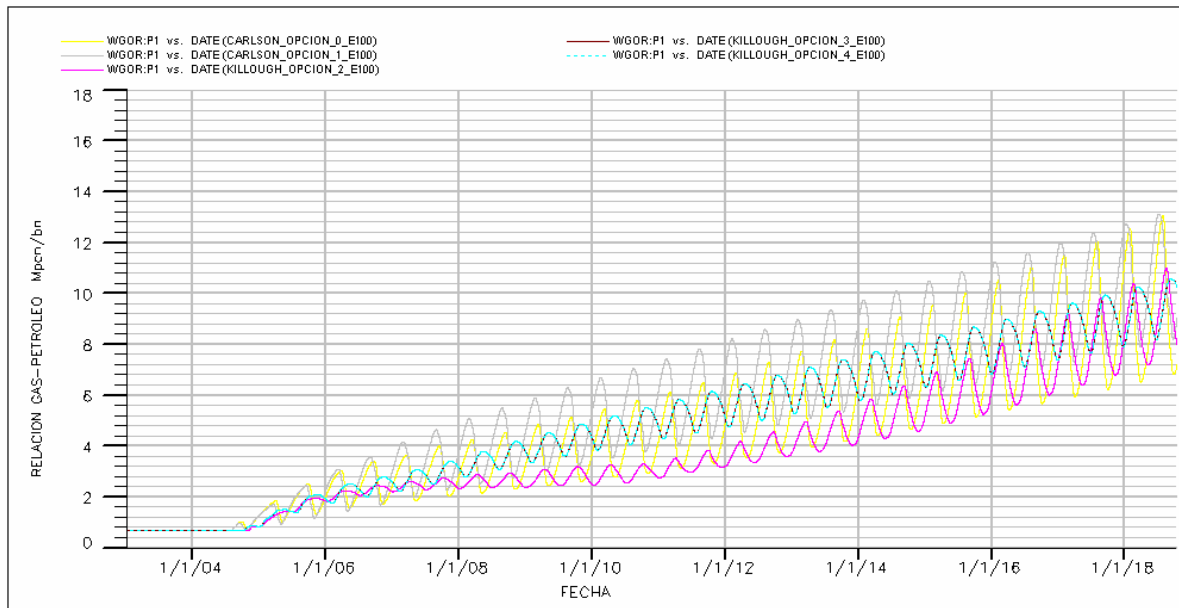


Fig. 5.2. Relación Gas Petróleo - Proceso AGA 1:1 - Corridas 1 a la 5

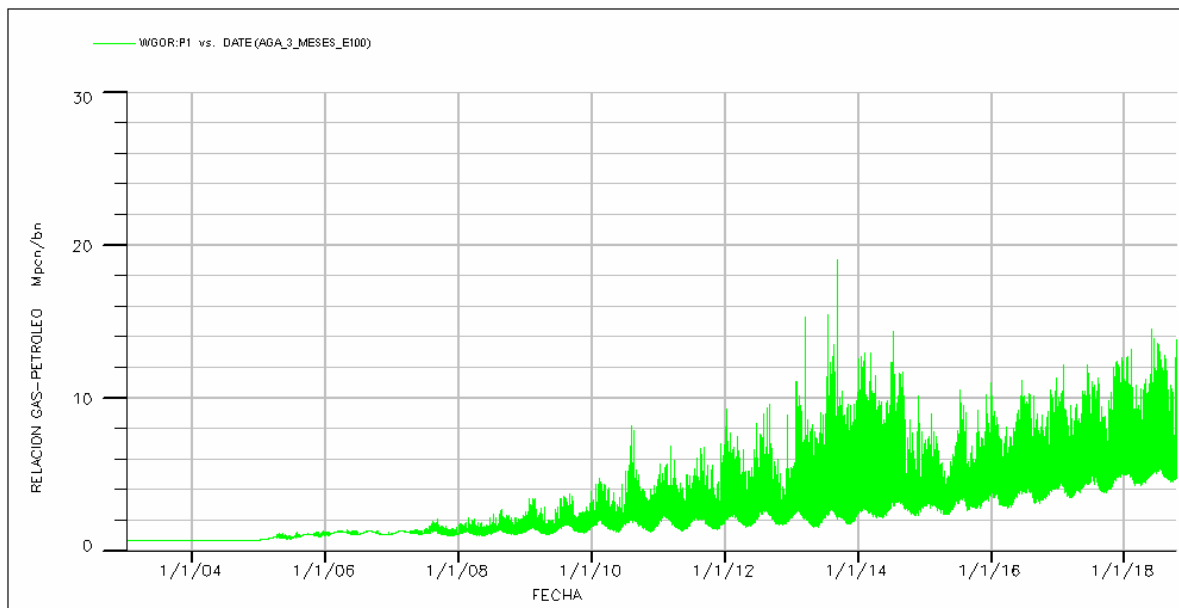


Fig. 5.3. Relación Gas Petróleo para la corrida 6. Modelo WAGHYSTR.

Corte de Agua

En la Fig. 5.4 se grafican los resultados del comportamiento del corte de agua en función del tiempo para las 6 corridas. En general, con excepción de las corridas 4 y 5 (Killough, tipos 3 y 4 respectivamente), que se superponen, se observa una gran dispersión en la predicción de la irrupción de agua, para el resto de las corridas, existe un rango de variación de 4 años. Para las corridas con los modelos de Carlson y Killough se observa el típico comportamiento sinusoidal de un proceso AGA, en conjunto con una tendencia creciente del corte de agua con el tiempo. Sin embargo, para el modelo *WAGHYSTR*, nuevamente se observa cierta inestabilidad, que no corresponde al comportamiento esperado para un proceso AGA, sin embargo la misma no es tan apreciable ni continua como la observada para el caso del *RGP*. Por otro lado, también se observa que el corte de agua se estabiliza a un valor constante, resultado que tampoco refleja el comportamiento esperado para un proceso AGA.

Al revisar los resultados de cada modelo se aprecia que la irrupción de agua ocurre antes de los tres primeros años para las corridas de (Carlson, Tipo 1), y (Killough, tipos 3 y 4), estos modelos utilizan para la fase mojante la curva de k_r de imbibición (Tabla 5.1). La corrida 3, (Killough tipo 2), es la última en irrumpir, este modelo utiliza para la fase mojante la curva de drenaje. La irrupción para los modelos que utilizan la curva de imbibición para la fase mojante, ocurre primero, ya que para la curva de imbibición el valor de permeabilidad relativa al agua para una determinada saturación es mayor que para la curva de drenaje.

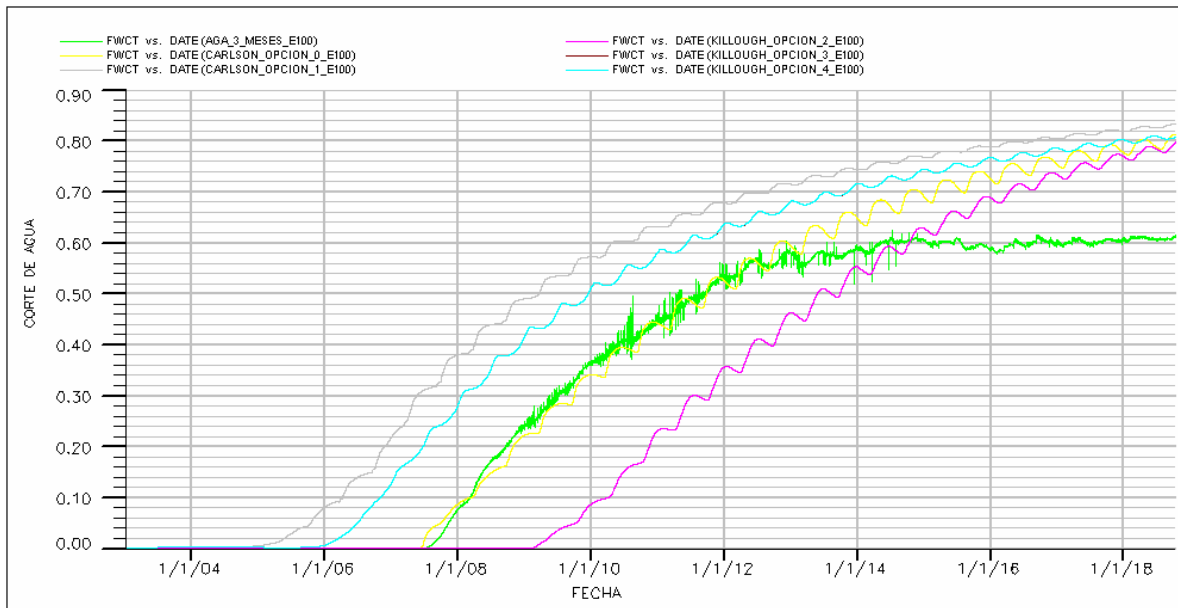


Fig. 5. 4. Corte de Agua para los diferentes Modelos de Histéresis.

Presión de Yacimiento

En lo que se refiere al comportamiento de la presión promedio del yacimiento en función del tiempo para los diferentes modelos de histéresis, en la Fig. 5.5, se observa como para las corridas de la 1 a la 5 (modelos de Carlson y Killough), la presión tiende a mantenerse oscilando alrededor de un valor constante, comportamiento esperado para un proceso *AGA* donde se imponen condiciones de mantenimiento de presión. En referencia a estas mismas corridas, también se observa que tanto el modelo de Carlson, tipo 0, curva amarilla, como el modelo de Killough, tipo 2, curva de color fucsia, se mantienen en valores ligeramente superiores al valor de mantenimiento de presión del yacimiento (alrededor de 6500 lpc).

Para el caso del modelo *WAGHYSTR* (corrida 6), se vuelve a apreciar un comportamiento atípico respecto a lo esperado y en comparación con los otros modelos, representado por un aumento brusco

en la presión, aparentemente asociado a la irrupción del agua en el pozo productor.

La caída de presión que se puede observar al inicio de la gráfica corresponde a la etapa de agotamiento natural, donde como se explicó en el capítulo anterior, se controló la presión de fondo del pozo en 6500 lpc.

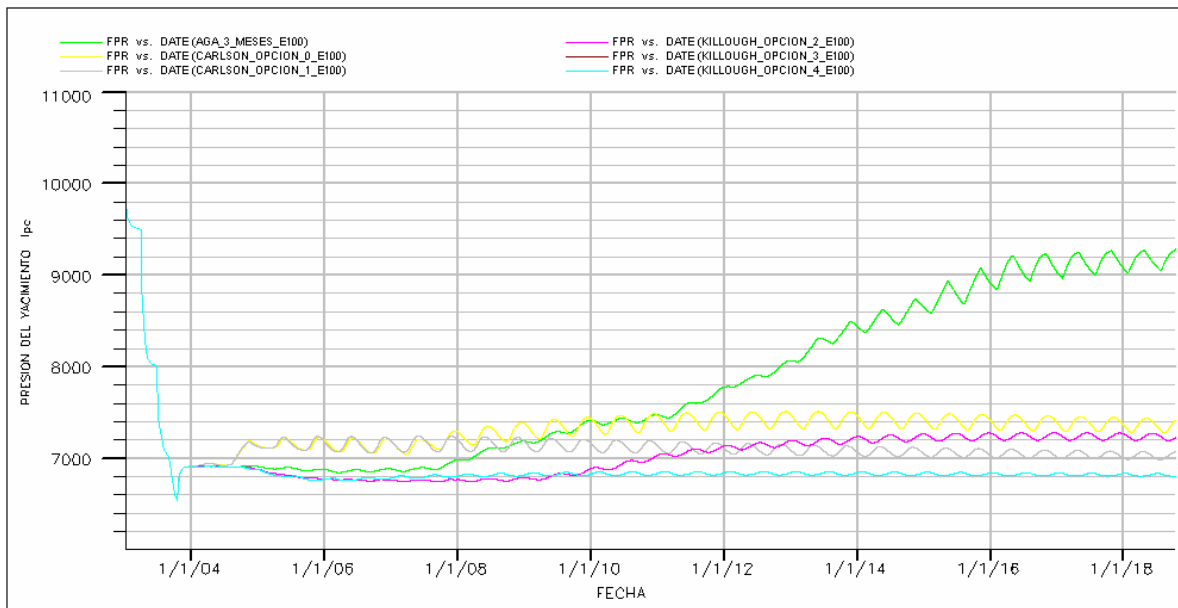


Fig. 5.5. Historia de Presión de Yacimiento para cada opción de Histéresis

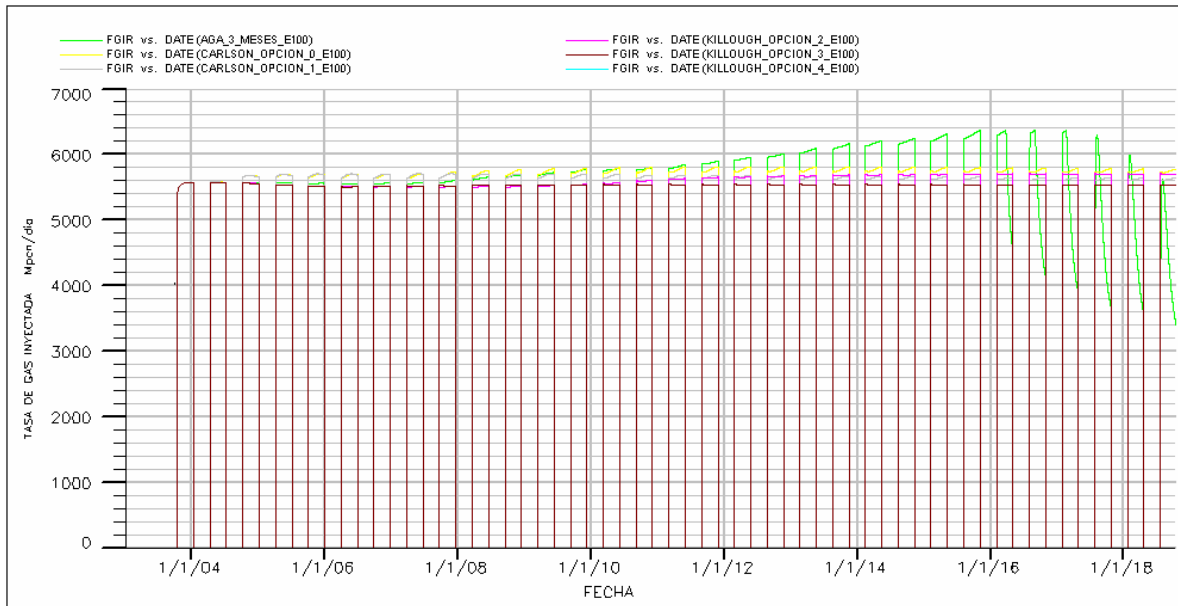


Fig. 5.6. Historia de la Tasa de inyección de Gas para cada Opción de Histéresis

Tasa de Inyección de Gas

Para la tasa de gas inyectada, se aprecia en la Fig. 5.6 que sólo para el modelo de *WAGHYSTR*, caso 6, no es posible inyectar la tasa de gas en su totalidad para los últimos dos años (2016 y 2018), adicionalmente entre los años 2011 y 2017 la tasa de gas aumenta por encima del valor fijado, esto se debe a que la condición que se le impone al simulador es la de inyectar a una tasa de 3500 by/d, y debido al incremento de la presión en el sistema, disminuye el β_g lo que hace que se incremente la tasa de inyección a condiciones de superficie, por lo que se observan picos en la parte superior de los tapones. Para los otros modelos, esto no ocurre y la tasa de gas impuesta se inyecta completamente.

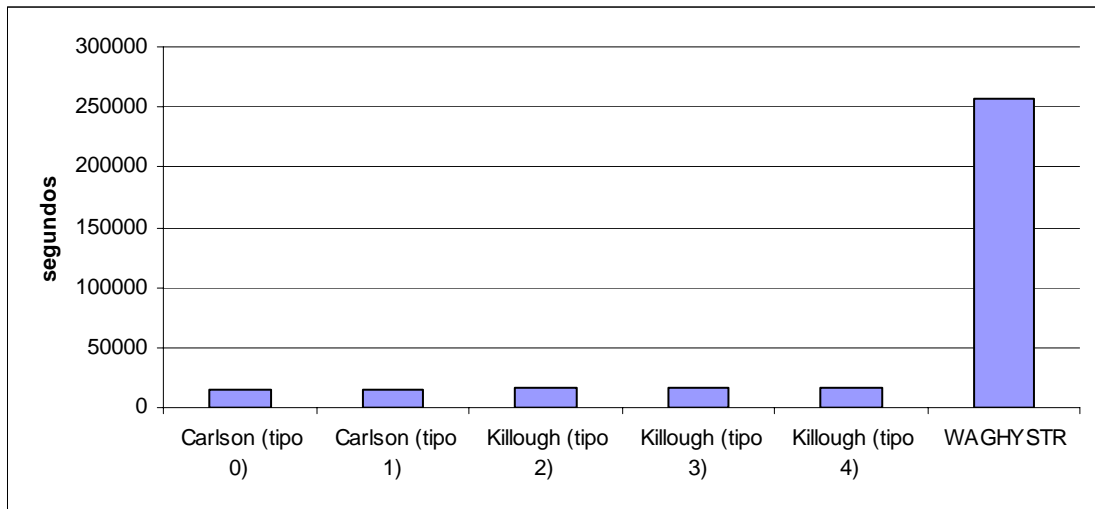


Fig. 5.7. Tiempo de Computación para cada Opción de Histéresis

Tiempo de Computación

En cuanto al tiempo de computación, en la Fig .5.7 se puede observar que éste es muy similar entre las corridas del 1 al 5 (modelos de Carlson y Killough). Por otro lado, la corrida con el modelo *WAGHYSTR* presenta un tiempo considerablemente mayor, (71 horas con 36 minutos), aproximadamente 15 veces mayor al obtenido con el empleo de los otros modelos, esto se debe a que el número de problemas de convergencia es extremadamente alto para este caso.

Modelos de Histéresis – Observaciones sobre los Resultados

De los resultados discutidos anteriormente se destacan los siguientes puntos:

- A pesar de que todos los modelos simulan el mismo caso, no se observó convergencia entre los resultados con los modelos de Carlson, Killough y *WAGHYSTR*. En general, al final del proceso todos poseen diferentes valores de factor de recobro, diferente corte de agua y tiempo de irrupción del agua.

- Las tendencias observadas en las historias de producción, presión e inyección entre los modelos de Carlson y Killough, son parecidas y en general, se ajustan bien al comportamiento esperado para la simulación de un proceso *AGA* inmiscible, bajo una política de mantenimiento de presión.
- El modelo *WAGHYSTR* presentó un comportamiento anómalo, con enormes problemas de inestabilidad que se reflejan en los altos tiempos de computación.

Modelo *WAGHYSTR* – Observaciones sobre los Resultados

Quizás uno de los resultados más sorprendente de este trabajo fue el bajo desempeño obtenido con el modelo *WAGHYSTR*, respecto a los modelos Carlson y Killough. Analizando los resultados presentados anteriormente, se especuló que una posible explicación para dicho desempeño es que el modelo *WAGHYSTR*, en las condiciones de este trabajo, ejerce un control excesivo sobre la movilidad del gas y del agua, luego de la irrupción del agua. Esto explicaría el aumento en la presión del yacimiento observado en la Fig 5.5, el cual a su vez afecta la inyectividad de ambos fluidos y la productividad del agua luego de su irrupción.

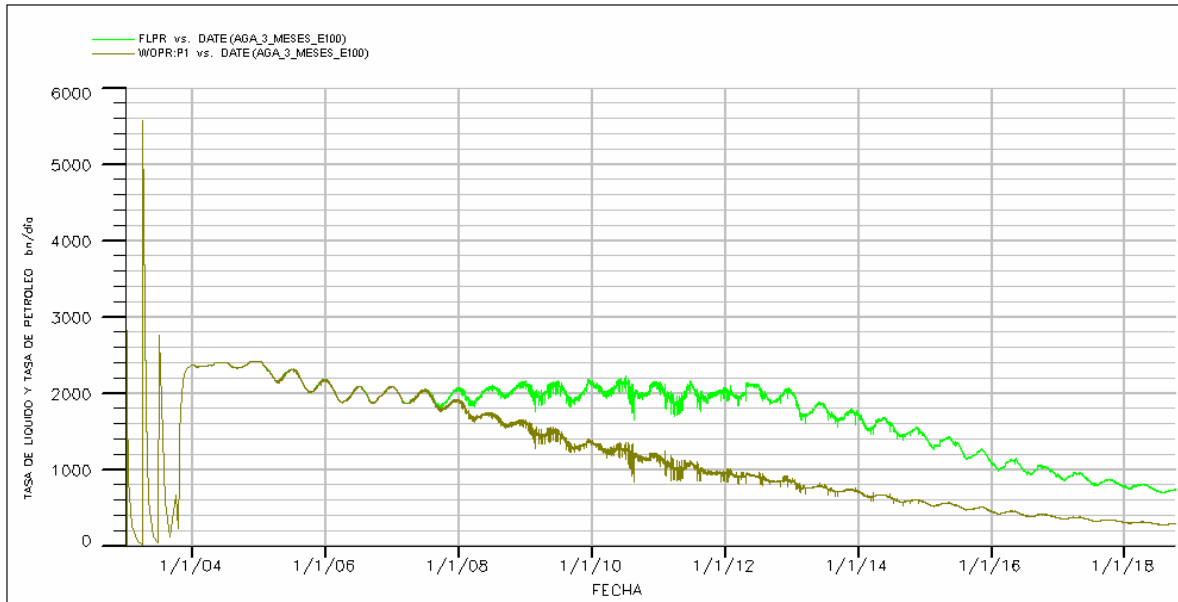


Fig. 5.8. Tasas de Producción de Líquido y de Petróleo - WAGHYSTR

Siguiendo el mismo orden de ideas, la Fig. 5.8 muestra el comportamiento de las tasas de producción de líquido total (verde claro) y petróleo (verde oscuro) en función del tiempo.

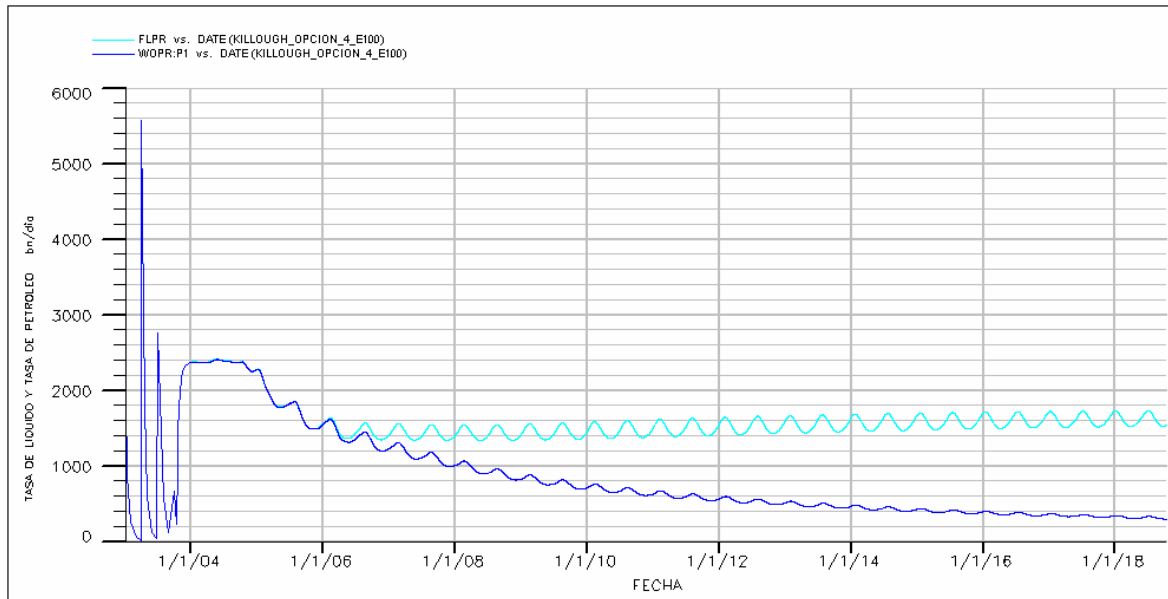


Fig. 5. 9. Tasas de Producción de Líquido y de Petróleo – Killough tipo 4

En dicha figura se observa como declinan las tasas de producción de líquido total (crudo + agua) y la del crudo con el tiempo luego de la irrupción de agua, este comportamiento también soporta la hipótesis de que el modelo reduce fuertemente la movilidad del agua inyectada luego de la irrupción.

El comportamiento anterior no se presentó para las corridas con los modelos de Carlson y Killough. En la Fig. 5.9, se presenta el comportamiento de las tasas de producción de líquido total (azul claro) y petróleo (azul oscuro) en función del tiempo, para el modelo de Killough tipo 4. En esta figura se puede observar que, a diferencia con el modelo *WAGHYSTR*, la tasa de producción de líquido total tiende a mantenerse constante en el tiempo. Este comportamiento se repitió para los demás modelos.

Asociados a este comportamiento se presentan grandes problemas de convergencia, que se intensifican luego de la irrupción del agua y se reflejan en el tiempo de computación exageradamente alto, que se obtuvo

para el modelo *WAGHYSTR*, siendo éste 15 veces mayor que el obtenido por cualquier otro modelo.

Efecto de la Constante de Land sobre el Modelo *WAGHYSTR*

Revisando los parámetros que pudiesen ser modificados dentro del modelo *WAGHYSTR*, para ayudar a disminuir los problemas de convergencia al simular el proceso *AGA*, se estudió la influencia de la constante de Land, *C*, (cuyo procedimiento de cálculo fue discutido en el Capítulo III).

La selección de este parámetro se hizo por dos razones fundamentales:

- Es uno de los pocos parámetros del modelo *WAGHYSTR* del que se conoce el procedimiento de cálculo (ecs. 3.1 a 3.3) y se tienen datos para estimarlo, por lo tanto la sensibilidad sobre este valor puede ser realizada y comparados los resultados respecto al valor de la constante de Land calculada, que para este caso corresponde a un valor de 0,58.
- Según la referencia técnica del simulador *ECLIPSE®100*⁽²⁰⁾, si la constante de Land es muy pequeña (como ocurre con los datos del caso base), la curva de imbibición tendrá una pendiente muy fuerte, lo que ocasionará que la saturación de gas atrapada sea muy cercana a la máxima saturación de gas, generando problemas de convergencia.

El valor de la constante de Land, *C*, calculado en esta investigación ($C = 0,58$), se incrementó aproximadamente cinco veces a un valor de 3.

En la Tabla 5.3 se presenta una comparación de los resultados más importantes obtenidos con el modelo *WAGHYSTR*, variando únicamente la constante de Land en los valores antes señalados. De la misma forma, en las Figs. 5.10 a la 5.15 se presentan, en función del tiempo y en forma respectiva, una comparación de los resultados del factor de recobro, el corte de agua, la relación gas/petróleo, la producción acumulada de gas y las tasas de inyección de agua y gas para cada constante de Land.

Tabla 5.3 Comparación de distintos Valores de la Constante de Land

Parámetro Evaluado	Constante de Land, C, (adimensional)	
	0,58	3
Factor de Recobro, (%)	61	60
Fecha de Irrupción del Agua	Agosto 2007	Octubre 2007
Fecha de Irrupción del Gas	Marzo 2005	Enero 2005
Corte de Agua, (%)	61	78
RGP, (Mpcn/bn)	5,15	6,97
Volumen de Gas Inyectado, (MMpcn)	15.750	16.067
Tasa de Inyección del Agua, (bn/día)	3.500	3.500
Tasa de Inyección del Gas, (bn/día)	3.500	3.500
Volumen Poroso de Gas Inyectado, (%)	58	58

En el resumen presentado en la Tabla 5.3 se observan leves diferencias en los resultados de los parámetros evaluados para cada constante de Land, en general, se podría afirmar que para el caso estudiado el valor de la constante de Land no afecta mucho los resultados obtenidos.

Factor de Recobro

Por otro lado, evaluando el comportamiento de las variables presentadas con respecto al tiempo, en la Fig. 5.10 se puede observar

muy poca influencia de la constante de Land sobre el factor de recobro de petróleo.

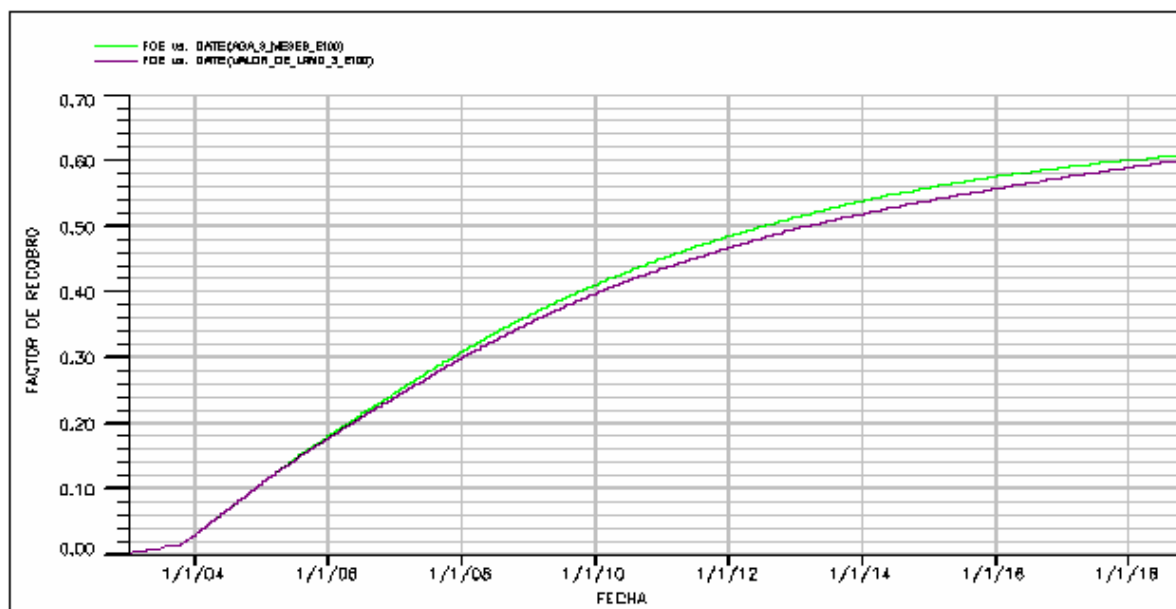
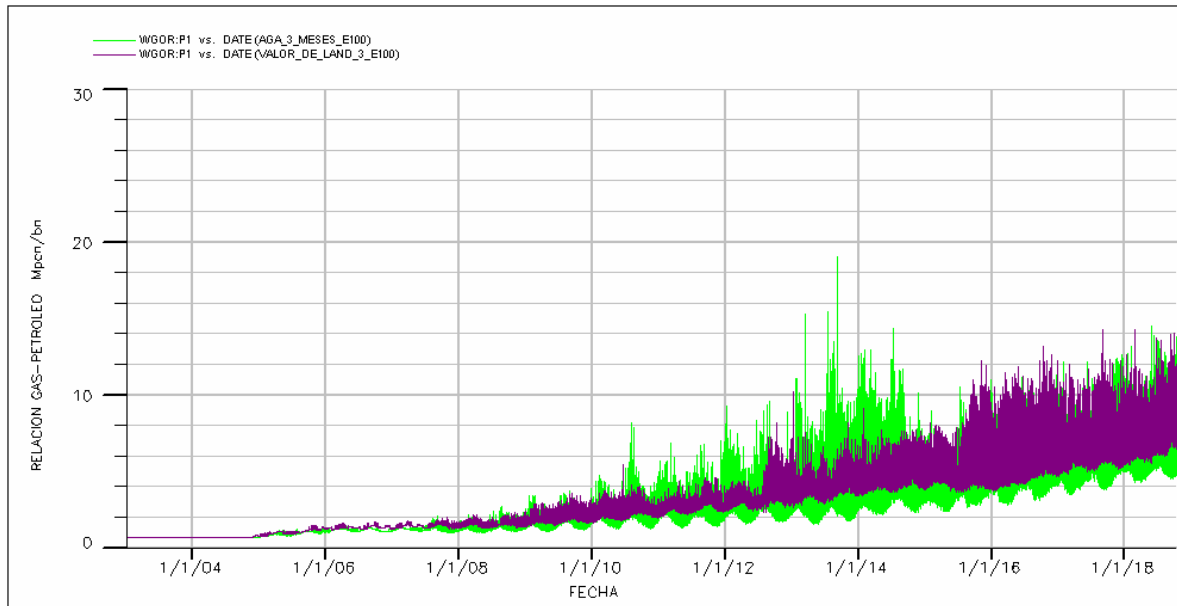


Fig. 5.10 Factor de Recobro – Proceso AGA - Sensibilidad a Constante de Land – WAGHYSTR

Relación Gas/Petróleo

La variable sobre la que se observa la mayor inestabilidad numérica es la relación gas/petróleo. Observando la Fig. 5.11, es fácil concluir que para el caso estudiado, el incremento de la constante de Land, por sí sólo, no mejora el problema numérico observado al emplear el modelo *WAGHYSTR*. También se debe notar que la irrupción de gas ocurre prácticamente al mismo tiempo para ambas constantes, por lo que también para el caso del gas se puede afirmar que la constante de Land no tiene un fuerte efecto sobre el tiempo de irrupción predicho por el modelo *WAGHYSTR*.



**Fig. 5.11. RGP-Proceso AGA-Efecto de la Constante de Land -
WAGHYSTR**

Corte de Agua

Sin embargo, en lo que corresponde al corte de agua, (Fig. 5.12), se aprecia una diferencia en el comportamiento respecto al tiempo entre las curvas para las dos constantes evaluadas. Como se señaló previamente, para la corrida con $C = 0,58$, se observa una inusual tendencia a mantener constante el corte de agua una vez ocurrida la irrupción de agua en el pozo productor (curva verde). Sin embargo, para el caso con $C = 3$ (curva morada) la tendencia es ascendente con el tiempo, resultado que concuerda con lo esperado luego de la irrupción de agua en la producción.

Respecto al tiempo de irrupción del agua en el productor, se pudo apreciar que para los dos procesos es bastante cercana, año 2007, por lo que se puede afirmar, que para el caso estudiado, el valor de la constante de Land tiene poca influencia sobre la predicción del tiempo de irrupción.

Es también importante señalar, que para la corrida con $C = 3$, también se observó cierta inestabilidad numérica en el comportamiento del corte de agua, lo que pareciera indicar que un aumento de cinco veces la constante de Land no ofrece mucha mejoría al problema numérico observado con el modelo *WAGHYSTR*.

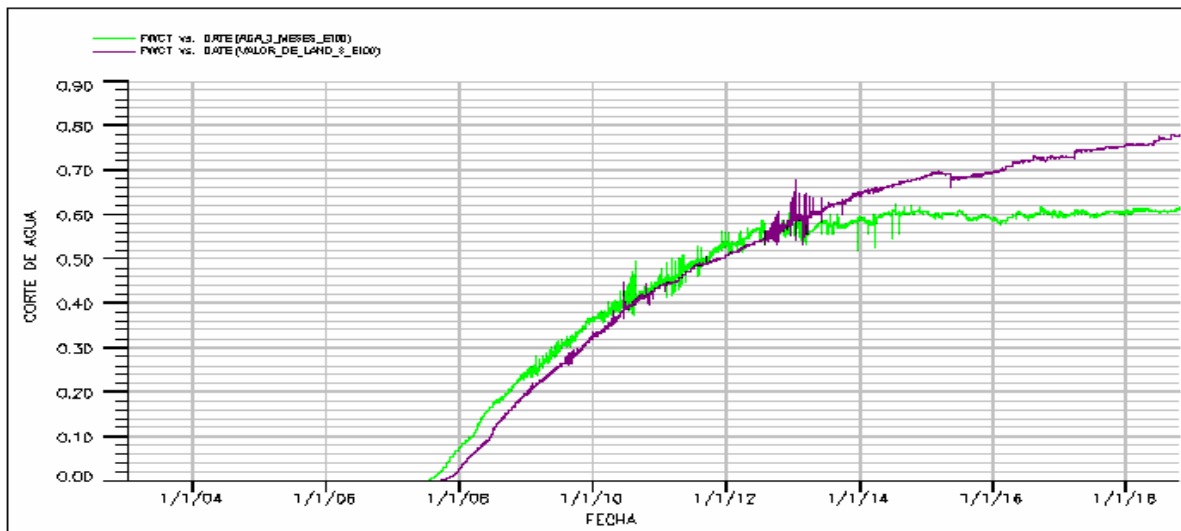


Fig. 5.12. Corte de Agua – Proceso AGA – Efecto de la Constante de Land – *WAGHYSTR*

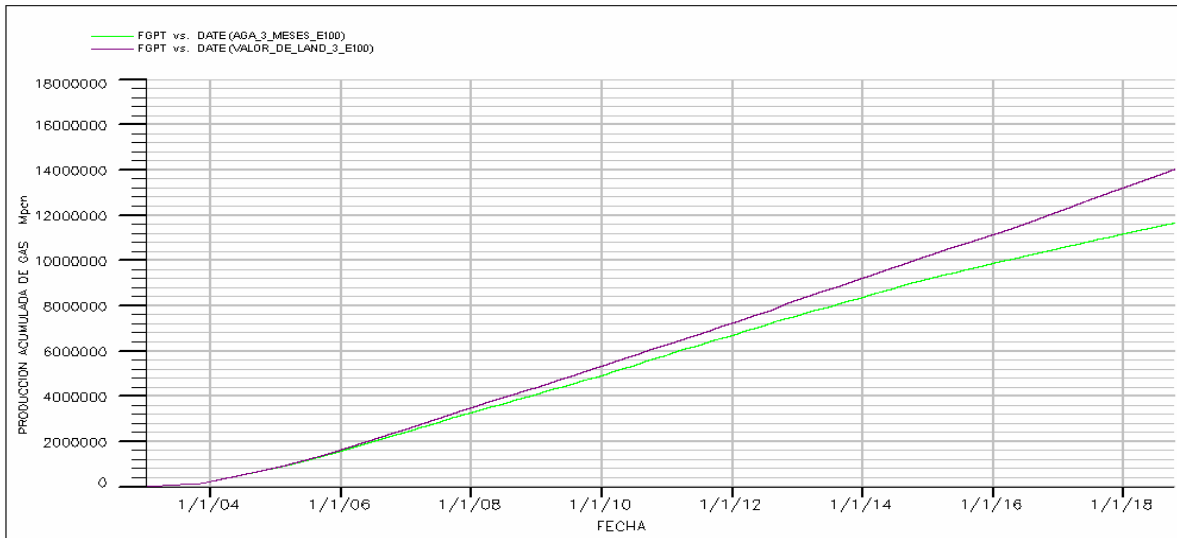


Fig. 5.13. Producción Acumulada de Gas – Proceso AGA – Efecto de la Constante de Land - WAGHYSTR

Producción Acumulada de Gas

En la Fig. 5.13, se muestra la producción acumulada de gas para ambas constantes. Se puede apreciar que el caso de $C = 3$, obtiene una mayor producción de gas que la que contiene el valor de 0,58. Esto se debe a que al aumentar el valor de la constante de Land la saturación de gas atrapada disminuye, por lo tanto existe una mayor cantidad de gas libre con posibilidad de ser movilizado.

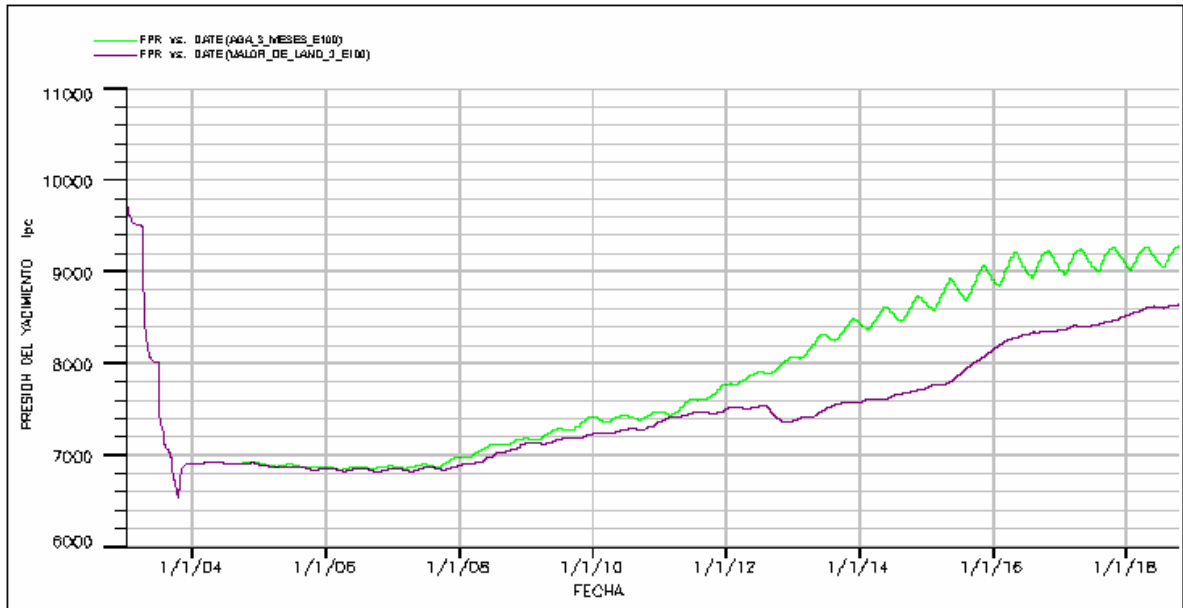


Fig. 5.14. Presión de Yacimiento – Proceso AGA – Efecto de la Constante de Land - WAGHYSTR

Presión de Yacimiento

En la Fig. 5.14 se observa cierta influencia de la constante de Land en el comportamiento de la presión yacimiento. Tanto para $C = 3$ como para el valor de 0,58 la presión va en aumento a partir del año 2007, año en donde ocurre la irrupción de agua, pero para el caso donde $C = 3$, el aumento de presión no es tan fuerte como para el caso de $C = 0,58$. Por otro lado, llama la atención el hecho de que el comportamiento sinusoidal consecuencia de la alternabilidad en la inyección de del agua y gas, no se aprecia para $C = 3$ en forma tan contundente como para $C = 0,58$.

Tasas de Inyección de Agua y Gas

Como consecuencia del incremento de presión discutido en el punto anterior, las tasas de gas y agua inyectadas también se ven afectadas, (Figs. 5.15 y 5.16). Para el caso de $C = 3$ (curva morada), la tasa de gas se inyecta en su totalidad a lo largo del tapón. La tendencia

de aumentar la tasa de inyección de gas se debe a las mismas razones explicadas sección 4.2 de este capítulo.

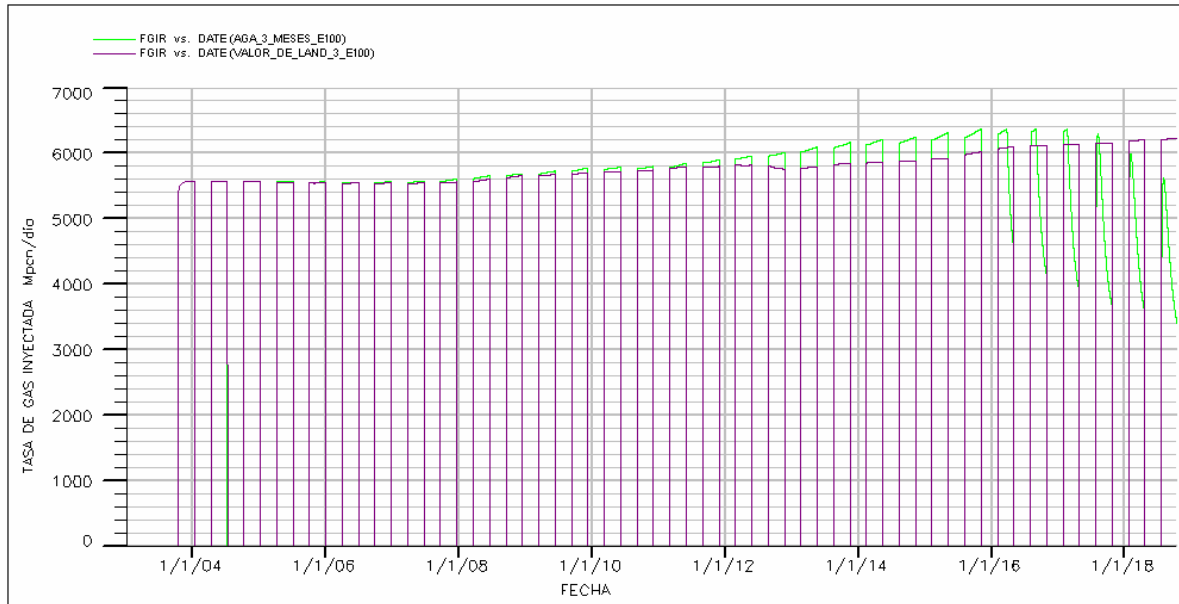


Fig. 5.15. Tasa de Gas Inyectada – Proceso AGA – Constante de Land, C = 0,58 y 3

Este comportamiento también se observa para el caso de C = 0,58, inclusive un poco mayor a partir del año 12, ya que la presión del yacimiento es mayor para este caso. Sin embargo, también debe notarse como a partir del año 16 se hace imposible inyectar la tasa impuesta a condiciones de yacimiento. En este caso se hace más notoria la restricción que el modelo le impone al flujo de gas, al punto que afecta su inyectividad después de un cierto valor de incremento de presión.

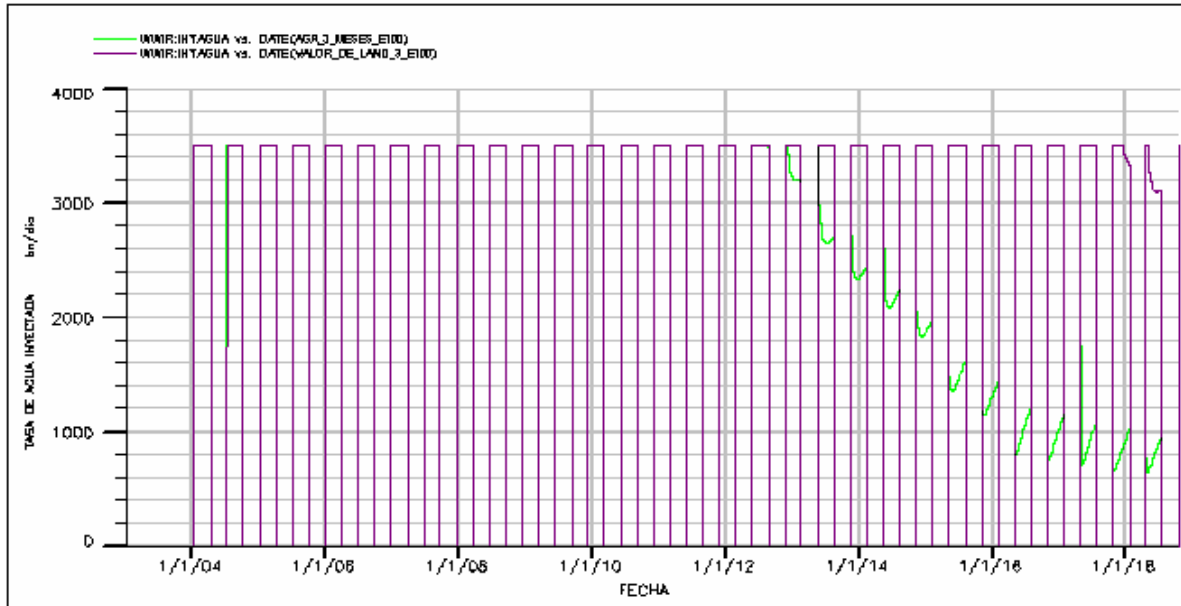


Fig. 5.16. Tasa de Agua Inyectada – Proceso AGA – Constante de Land, C = 0,58 y 3

Al revisar el comportamiento de la tasa de inyección de agua (Fig. 5.16), se puede observar que el caso de $C = 3$, presenta los ciclos de inyección más estables, el yacimiento soporta esta inyección durante casi todo el período, sólo los últimos dos taponos de agua no se logran inyectar completamente. Para el caso con $C = 0,58$, la tasa de agua inyectada se vuelve inestable declinando bruscamente a partir del año 12.

Tiempo de Computación

En cuanto al tiempo de computación representado en la Fig. 5.17 para las dos constantes de Land evaluadas, se puede observar que para $C = 3$ el tiempo de computación es mayor.

Este resultado no concuerda con lo esperado, ya que según lo reportado en el manual del simulador ECLIPSE® 100⁽²⁰⁾, a medida que el valor de la Constante de Land se incrementa el número de problemas de convergencia debería ser menor y esto debería reducir el tiempo de procesamiento de la información.

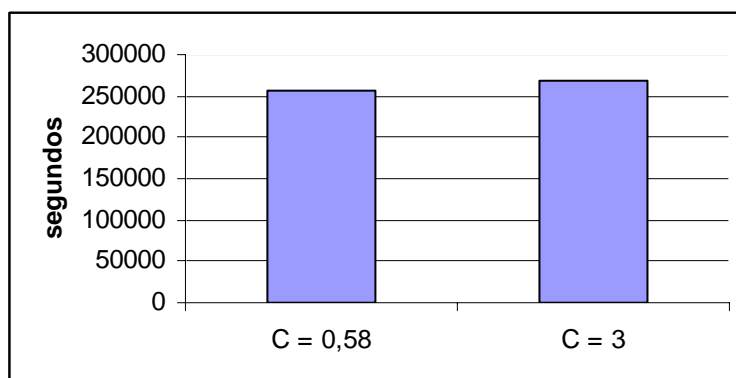


Fig. 5.17. Tiempo de Computación – Proceso AGA – Constante de Land, C = 0,58 y 3

Efecto de la Constante de Land – Observaciones de los Resultados

- Para el caso base, un incremento de cinco veces la constante de Land no mejoró los problemas de inestabilidad observados con el modelo *WAGHYSTR*, por el contrario, los tiempos de computación se incrementaron apreciablemente. Este resultado contradice a lo esperado respecto a lo sugerido en el manual del ECLIPSE® 100⁽²⁰⁾.
- Al incrementar la constante de Land se observó una ligera mejora en el comportamiento del corte de agua y la presión del yacimiento con respecto al tiempo, así como en la inyectividad del gas y del agua.
- El incremento de la constante de Land redujo ligeramente el recobro de petróleo.

4.3 Simulación del Proceso AGA sin Considerar la Histéresis

Para evaluar el efecto que tiene el considerar el fenómeno de histéresis en la inyección alternada de agua y gas se realizó la corrida del caso base sin incluir la opción de histéresis y este resultado se comparó

con los resultados obtenidos al simular el fenómeno de histéresis con los modelos de Carlson y Killough.

En la Tabla 5.4, se presenta un resumen con los valores de los parámetros más relevantes para los casos que consideran la histéresis y la corrida sin histéresis.

Tabla 5.4. Resultados de Simular el Proceso AGA con y sin Histéresis

Parámetro Evaluado	Carlson Tipo 0	Carlson Tipo 1	Killough Tipo 2	Killough Tipo 3	Killough Tipo 4	Sin histéresis
Factor de Recobro (%)	47	40	54	44	44	47
Fecha de Irrupción del Agua	Julio 2007	Marzo 2005	Febrero 2009	Enero 2006	Enero 2006	Marzo 2005
Fecha de Irrupción del Gas	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Marzo 2007
Corte de Agua (%)*	81	83	80	81	81	89
RGP (Mpcn/bn)*	7,00	8,74	8,18	10,34	10,34	12,53
Volumen de Gas Inyectado (MMpcn)	15.914	15.708	15.584	15.371	15.371	15.559
Tasa de Inyección del Agua (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Tasa de Inyección del Gas (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Volumen Poroso de Gas Inyectado (%)	58	58	58	58	58	58

* al final de la corrida

En general puede observarse que el recobro final obtenido en el caso sin histéresis ocupa un valor intermedio entre las opciones con histéresis evaluadas. Por otro lado también se observa, que contrario a lo

que se suponía, el modelo sin histéresis retrasa la irrupción de gas aproximadamente dos años más que los modelos con histéresis. En el caso de la irrupción de agua, se observa que la mayoría de los modelos que toman en cuenta la histéresis la retrasan en un rango de uno a cuatro años más que el caso sin histéresis.

Factor de Recobro

En la Fig. 5.18, se muestra el comportamiento del factor de recobro de petróleo con respecto al tiempo para el proceso AGA simulado con y sin histéresis. El caso donde no se modeló el fenómeno de histéresis presenta un recobro de 47% (curva verde oscuro), el cual cae dentro del rango de los resultados obtenidos con los modelos que consideran la histéresis. El modelo de Carlson tipo 0, da un valor de recobro igual que cuando no se considera el fenómeno de histéresis.

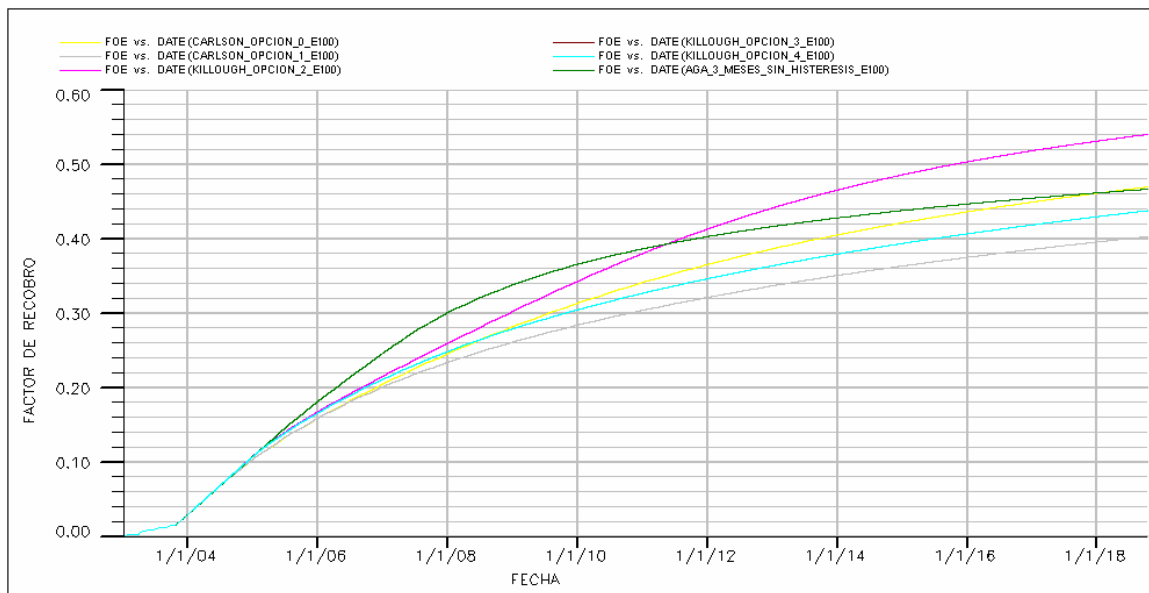


Fig. 5.18. Factor de Recobro para el Proceso AGA con y sin Histéresis

Relación Gas/Petróleo

En la Fig. 5.19 se aprecia la relación gas/petróleo en función del tiempo para los casos que consideran el fenómeno de histéresis y para el que no lo considera. En dicha figura se observa que el gas, para el caso que no considera la histéresis, irrumpe de último, marzo 2007, esto es, dos años después que cualquiera de los otros casos. Sin embargo, también se puede apreciar, que los modelos con histéresis presentan menor *RGP* al comparar su comportamiento en el tiempo con el modelo sin histéresis. Pareciera que los modelos que consideran la histéresis controlan mejor la movilidad del gas, en un proceso AGA, luego de ocurrida la irrupción.

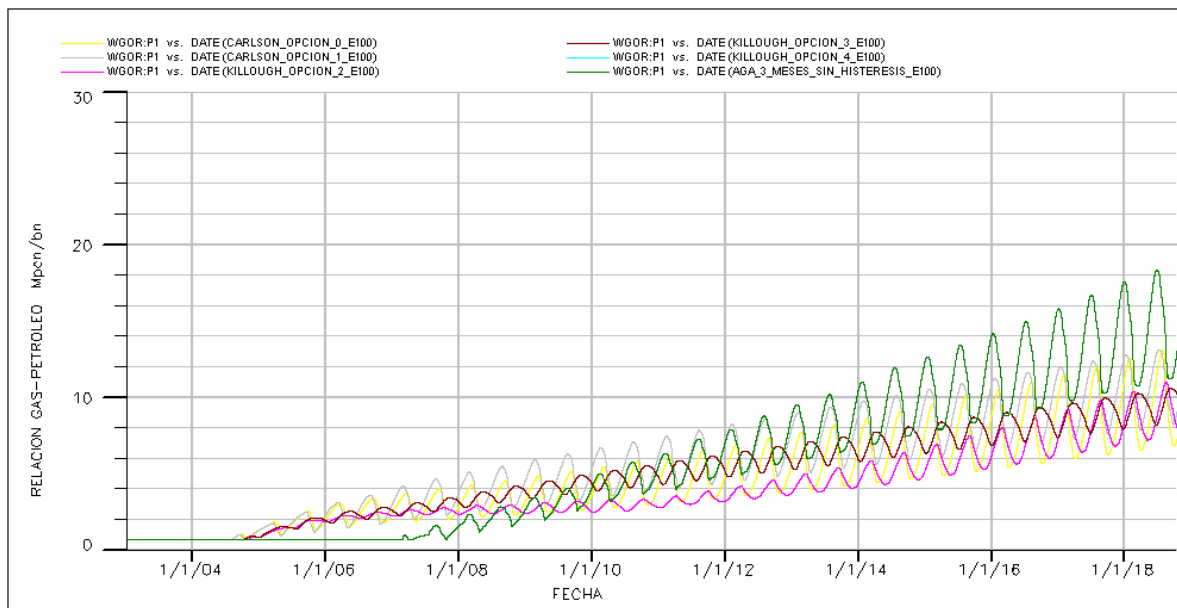


Fig. 5. 19. Relación Gas Petrleo - Proceso AGA con y sin Histéresis

Corte de Agua

En la Fig. 5.20 se presenta el corte de agua vs. tiempo para los casos señalados con y sin histéresis. Como se puede observar, en el caso sin histéresis la irrupción de agua ocurre primero que la mayoría de

las corridas que toman en cuenta la histéresis y coincide con la irrupción del modelo de Carlson tipo 1. Adicionalmente, la corrida sin histéresis presenta el mayor corte de agua durante toda la historia de producción.

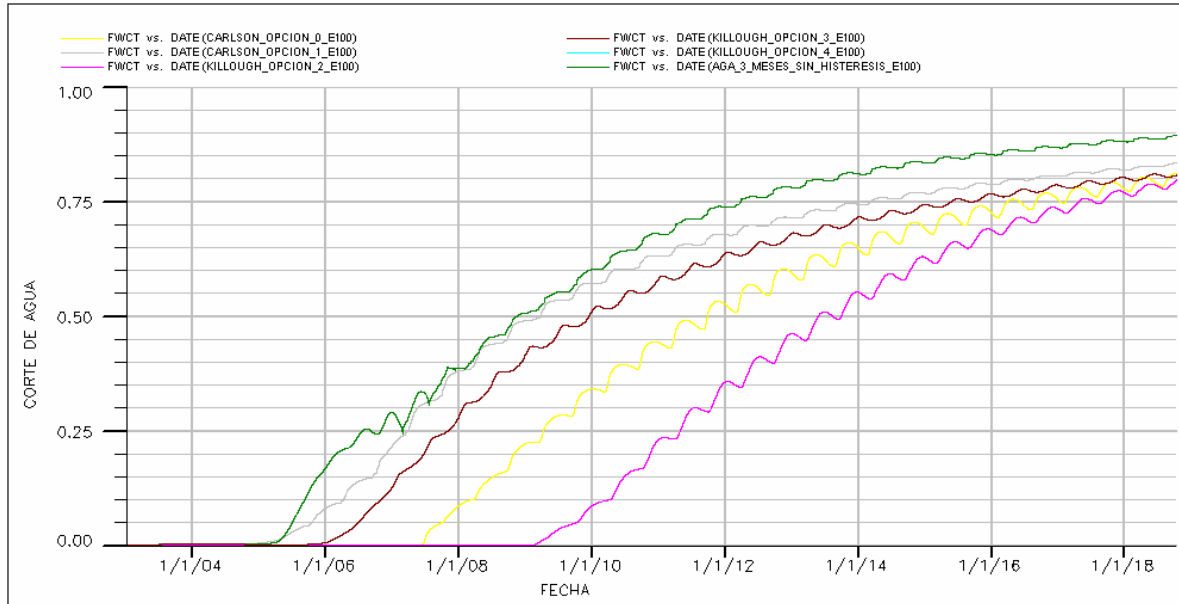


Fig. 5.20. Corte de Agua para el Proceso AGA con y sin Histéresis

Tiempo de Computación

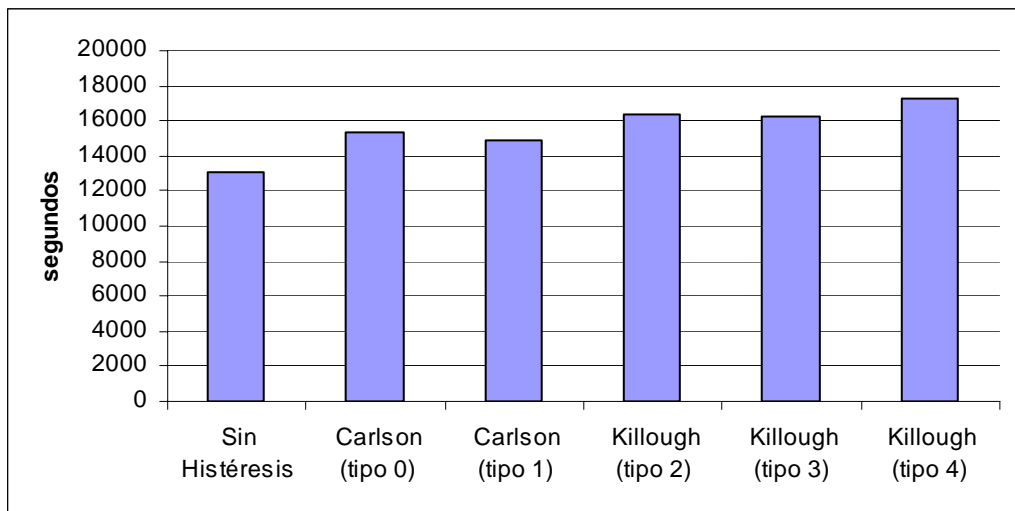


Fig. 5. 21. Tiempo de Computación Proceso AGA con y sin Histéresis

En la Fig. 5.21 se observa el tiempo de computación para los casos con y sin histéresis. Como era de esperarse, para la corrida que no toma en cuenta la histéresis el tiempo de computación es aproximadamente un 19% menor que el tiempo promedio de los modelos que consideran la histéresis.

Simulación del Proceso AGA sin Histéresis – Observaciones de los Resultados

- Los modelos que consideran el fenómeno de histéresis presentan una irrupción más temprana del gas, pero los valores RGP son menores que para el caso que no considera este fenómeno, lo que indica un mayor control de la movilidad del gas.
- Las corridas que toman en cuenta la histéresis presentan un incremento promedio del 18% en el tiempo de computación.

4.4 Inyección Simultánea de Agua y Gas

Con el fin de chequear la afirmación de que la simulación de la inyección simultánea de agua y gas podría reemplazar la simulación de un proceso AGA que toma en cuenta el fenómeno de histéresis, una corrida del caso base inyectando agua y gas simultáneamente fue realizada, el procedimiento seguido en esta corrida fue descrito en el capítulo anterior.

La ventaja que se pudiera obtener al utilizar la simulación de la inyección simultánea en lugar de la inyección alternada con histéresis, es que en la simultánea las saturaciones de agua y de gas siempre están en aumento, por lo que se simplifica el problema (no hay necesidad de considerar la histéresis) y se gana en tiempo de cómputo.

En un proceso de inyección alternada de agua y gas cuando la longitud de los tapones se hace muy pequeña tiende a parecerse a una inyección simultánea, sin embargo, operacionalmente este proceso se hace tedioso, por lo que se decidió evaluar que tanto se parece la inyección simultánea al caso base de inyección alternada, considerada esta como un caso típico de inyección AGA inmiscible.

En la Tabla 5.5, se presenta un resumen con los valores de los parámetros más relevantes para la inyección AGA, caso base con histéresis (modelos de Killough y Carlson) y la corrida de inyección simultánea.

Los resultados de esta tabla muestran que en general, la inyección simultánea presenta valores comparables a los obtenidos con el proceso AGA simulado con las opciones de histéresis consideradas. Quizás los resultados que se salen un poco del rango impuesto por las corridas AGA, son la fecha de irrupción de agua, la cual en la inyección simultánea es predicha antes (en el rango de 2 meses a 4 años) y la de irrupción del gas la cual es predicha aproximadamente un año después que la de los procesos AGA.

Tabla 5.5. Comparación de la Inyección Simultánea con el Proceso AGA con Histéresis

<i>Parámetro Evaluado</i>	<i>Carlson Tipo 0</i>	<i>Carlson Tipo 1</i>	<i>Killough Tipo 2</i>	<i>Killough Tipo 3</i>	<i>Killough Tipo 4</i>	<i>Inyección Simultánea</i>
Factor de Recobro (%)	47	40	54	44	44	46
Fecha de Irrupción del Agua*	Julio 2007	Marzo 2005	Febrero 2009	Enero 2006	Enero 2006	Enero 2005
Fecha de Irrupción del Gas*	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Enero 2005	Julio 2006
Corte de Agua (%)	81	83	80	81	81	87
RGP (Mpcn/bn)	7,01	8,74	8,18	10,34	10,34	11,95

Volumen de Gas Inyectado (MMpcn)	15.914	15.709	15.584	15.371	15.371	15.192
Tasa de Inyección del Agua (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	1.750
Tasa de Inyección del Gas (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	1.750
Volumen Poroso de Gas Inyectado (%)	58	58	58	58	58	58

*al final de la corrida

Factor de Recobro

En la Fig. 5.22 se presenta el factor de recobro vs. tiempo para la simulación del proceso AGA con los modelos de histéresis previamente señalados y para la inyección simultánea de agua y gas. Como se puede observar, el recobro correspondiente a la inyección simultánea (curva azul oscuro) se encuentra dentro del margen de recobros obtenidos con los modelos de histéresis.

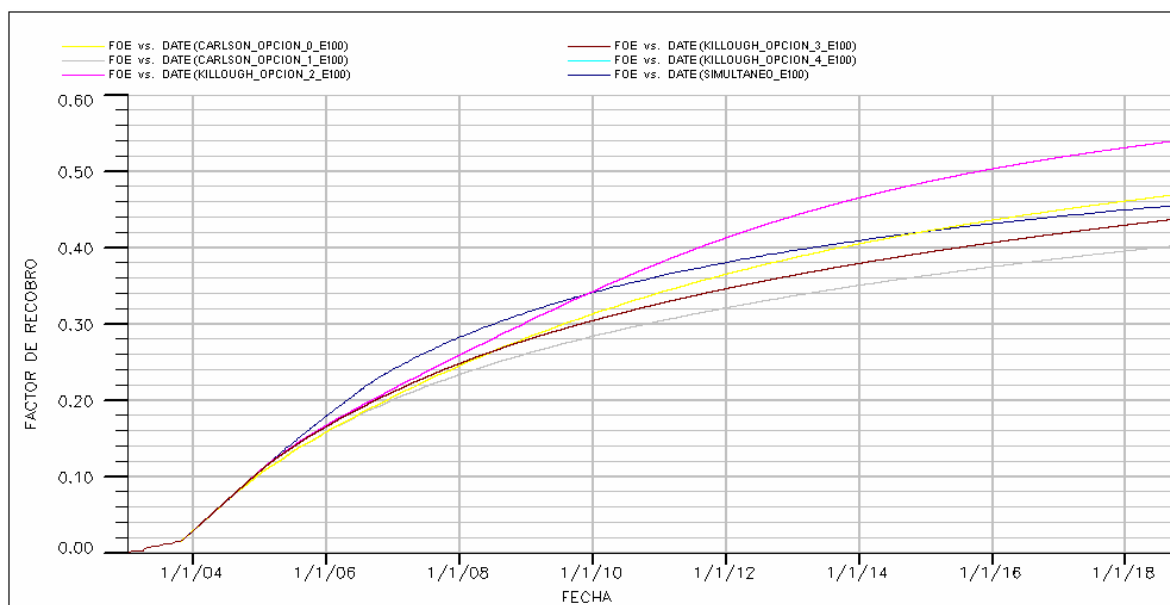


Fig. 5.22. Factor de Recobro de la Inyección Simultánea y Proceso AGA con Histéresis

Relación Gas/Petróleo

En la Fig. 5.23 se presenta la relación gas/petróleo vs. tiempo para la simulación del proceso AGA con los modelos de histéresis previamente señalados y para la inyección simultánea de agua y gas.

En el caso de la irrupción del gas, la inyección simultánea es la última en irrumpir. Para julio de 2006, que es cuando ocurre esta irrupción, se ha inyectado aproximadamente 9 veces más gas al yacimiento en la inyección simultánea que la inyección alternada de agua y gas, esto parece indicar que la inyección simultánea presenta un mayor control sobre la movilidad del gas.

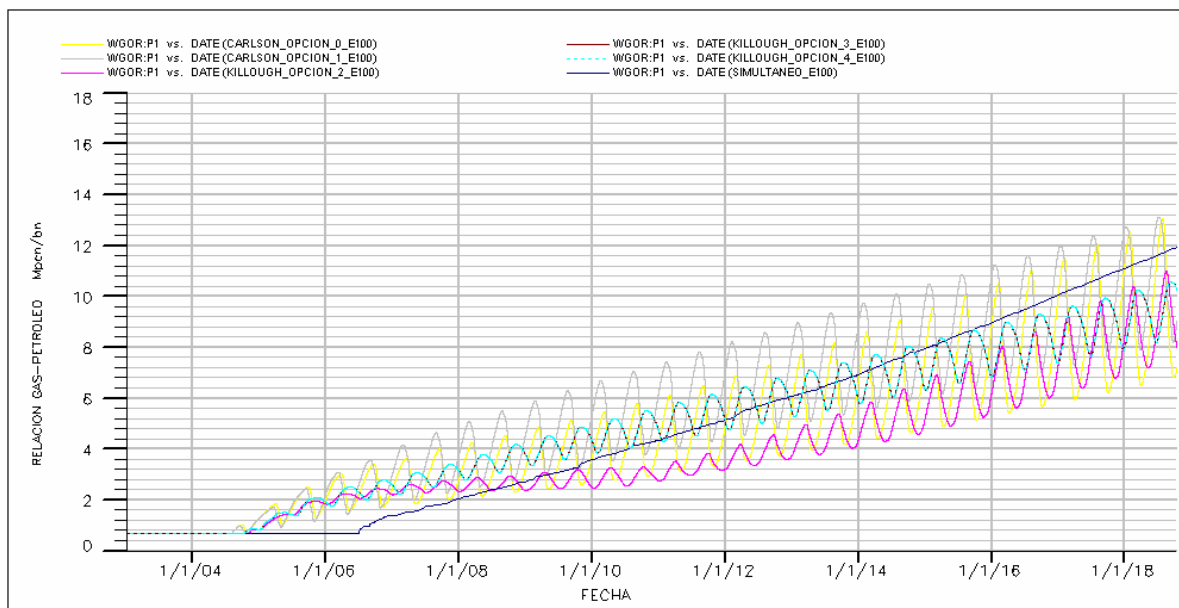


Fig. 5.23. Relación Gas-Petróleo de la Inyección Simultánea y Proceso AGA con Histéresis

Corte de Agua

En la Fig. 5.24 se presenta el corte de agua vs. tiempo para la simulación del proceso AGA con los modelos de histéresis previamente señalados y para la inyección simultánea de agua y gas.

Como se puede observar, el tiempo de irrupción del agua ocurre primero en la inyección simultánea. Se debe notar, que en el momento que ocurre esta irrupción la cantidad de agua inyectada al yacimiento en el proceso simultáneo es mayor que la cantidad de agua inyectada en el proceso AGA. En esta misma figura se observa que el corte de agua para el final del período de inyección es mayor para el caso de la inyección simultánea.

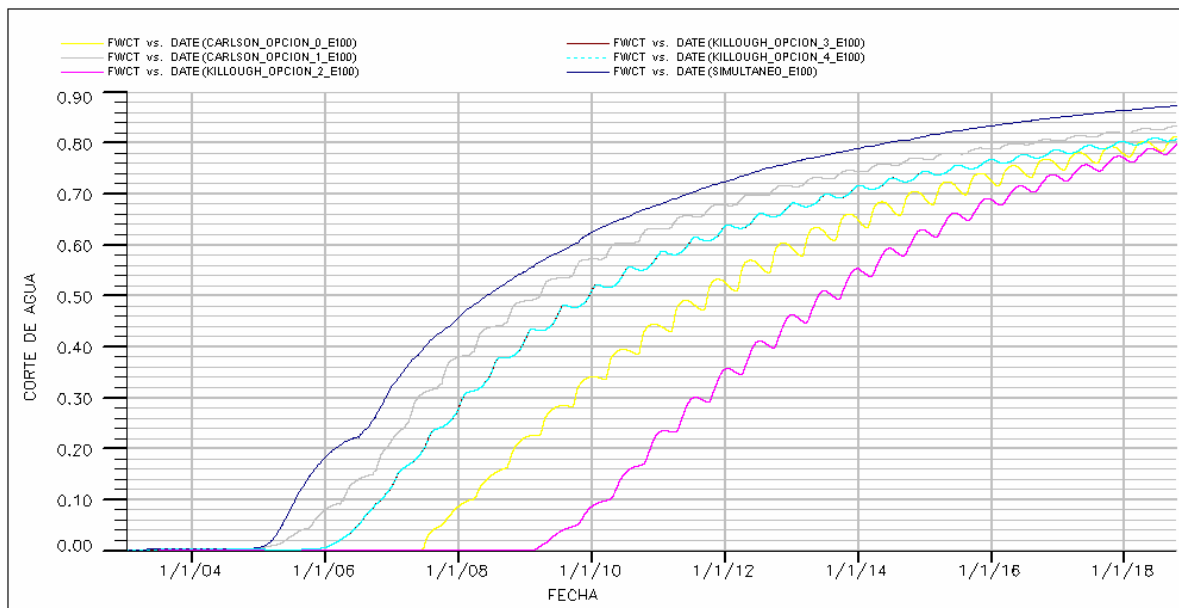


Fig. 5.24. Corte de Agua de la Inyección Simultánea y Proceso AGA con Histéresis

Tiempo de computación

En la Fig. 5.25 se presenta el tiempo de computación para la simulación del proceso *AGA* con los modelos de histéresis previamente señalados y para la inyección simultánea de agua y gas.

Como se observa en la Fig. 5.25, el tiempo de computación es 13 veces menor para el caso de la inyección simultánea. Esto se debe a que este proceso no considera el fenómeno de histéresis y por lo tanto la cantidad de iteraciones que se deben realizar para lograr la convergencia de las ecuaciones es menor.

Los resultados obtenidos para el tiempo de computación apoyan la observación a favor del uso de la inyección simultánea para tener un aproximado rápido de lo correspondiente a un caso *AGA* simulado con la opción de histéresis.

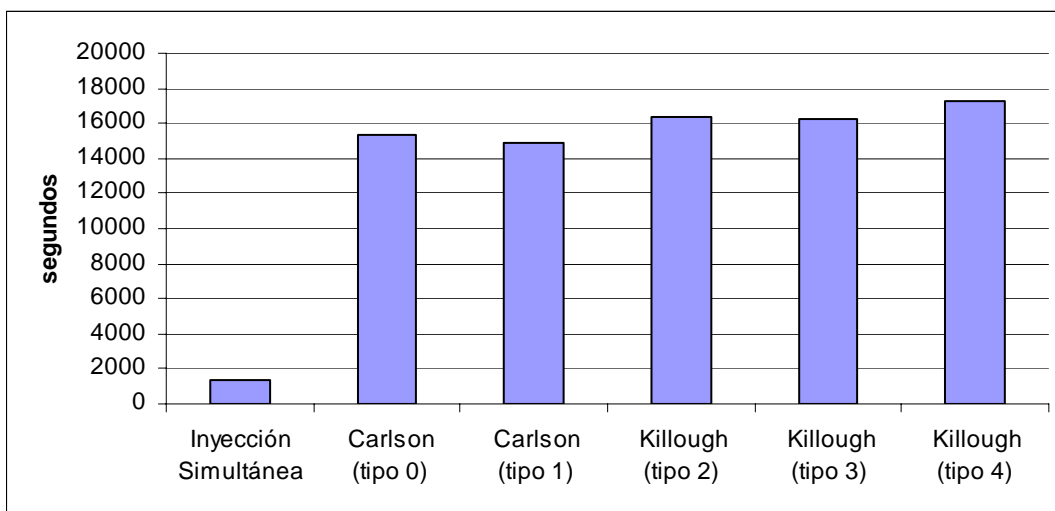


Fig. 5.25. Tiempo de Computación de la Inyección Simultánea y Proceso *AGA* con Histéresis

Simulación de la Inyección Simultánea – Observaciones de los Resultados

- El factor de recobro para la inyección simultánea se encuentra dentro del rango de valores de los demás modelos que contienen la histéresis, lo que hace comparable a la inyección simultánea con el proceso *AGA*.
- Debido a que la inyección simultánea no contiene el fenómeno de la histéresis el tiempo de computación es menor (13 veces) con respecto a los casos que si la consideran.

4.5 Evaluación de los Procesos de Inyección

En esta sección se estudia lo referente al comportamiento del proceso *AGA*. Su eficiencia se compara respecto a la inyección continua de agua y de gas y adicionalmente, se estudian algunas variables operacionales relacionadas con la optimización del proceso *AGA*, como lo son el tamaño de los tapones de inyección de agua y gas, así como la relación volumétrica entre ellos.

4.5.1 Inyección Continua de Agua y Gas versus el Proceso *AGA*

Para evaluar las ventajas del proceso *AGA* sobre los procesos de inyección continua de fluidos, se realizaron dos corridas adicionales donde se simuló la inyección continua de agua y gas respectivamente, utilizando el mismo caso base descrito al inicio del capítulo. Para efectos de esta comparación, se tomó el modelo de Killough tipo 3 como la opción para modelar la histéresis en el proceso *AGA*. Para la evaluación se utilizaron en general, parámetros similares a los discutidos previamente.

Factor de Recobro

En la Tabla 5.6 se muestra el factor de recobro expresado en porcentaje para los tres casos anteriores y en la Fig. 5.26 se presenta la variación de este factor con respecto al tiempo.

De acuerdo con la Tabla 5.6, se puede observar una significativa variación en cuanto al factor de recobro, a favor del proceso AGA. En adición, se debe notar que como se mostró en la Tabla 5.2, todos los otros modelos probados para simular el proceso AGA con histéresis reportan resultados superiores a los observados para el caso de la inyección continua de agua y gas. Esta afirmación es importante, ya que muestra las bondades que en cuanto al recobro presenta el proceso AGA comparado con los procesos de inyección continua.

Tabla 5.6 Factor de Recobro

<i>Factor de Recobro (%)</i>		
Inyección de Agua	Inyección de Gas	Inyección AGA Killough Tipo 3
36	33	44

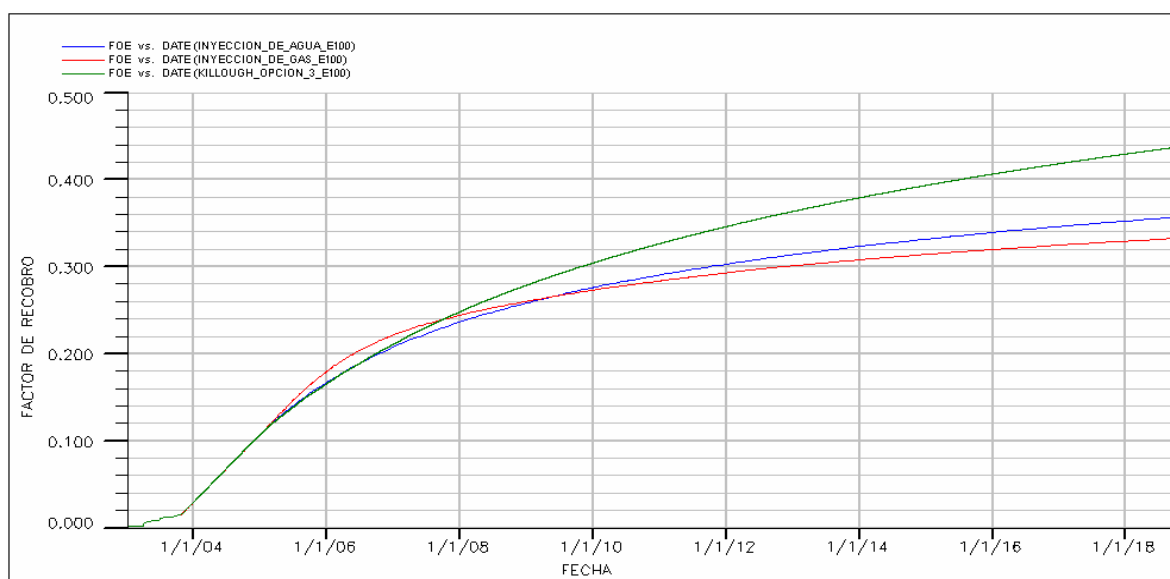


Fig. 5.26. Factor de Recobro para la Inyección de Agua, Gas y AGA

Relación Gas/Petróleo

En la Fig. 5.27 se presenta la RGP en producción como una función del tiempo para el proceso de inyección continua de gas y para el proceso AGA. En dicha figura se puede observar que el tiempo de irrupción del gas para ambos procesos ocurre al mismo tiempo, marzo de 2005.

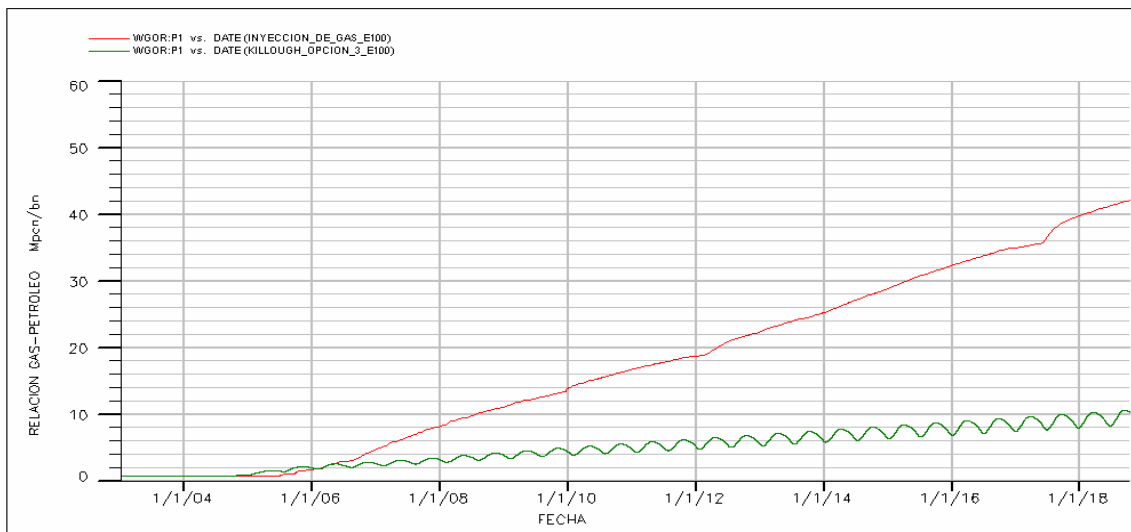


Fig. 5.27. RGP vs. tiempo para los Procesos de Inyección de Gas y AGA

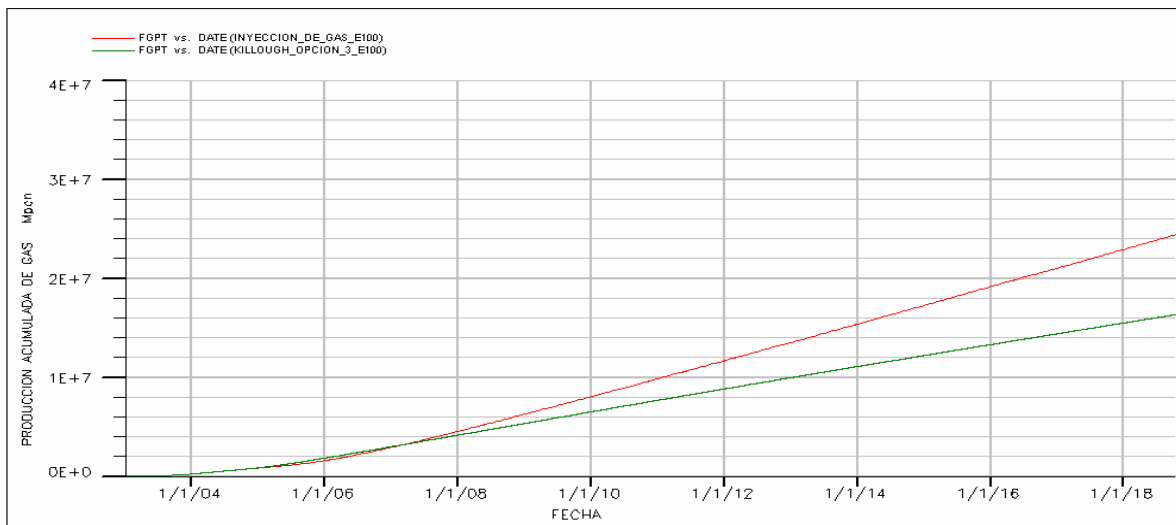


Fig. 5.28. Producción Acumulada de Gas – Proceso AGA – Efecto de la Constante de Land - WAGHYSTR

En la Fig. 5.28 se presenta el volumen acumulado de gas producido como una función del tiempo para el proceso de inyección continua de gas y para el proceso AGA. En cuanto a la producción total de gas, esta es mayor en el caso de la inyección continua, lo cual es de esperarse ya que la cantidad de gas inyectado en la inyección alternada es menor, ya que esta se realiza por tapones.

Corte de agua

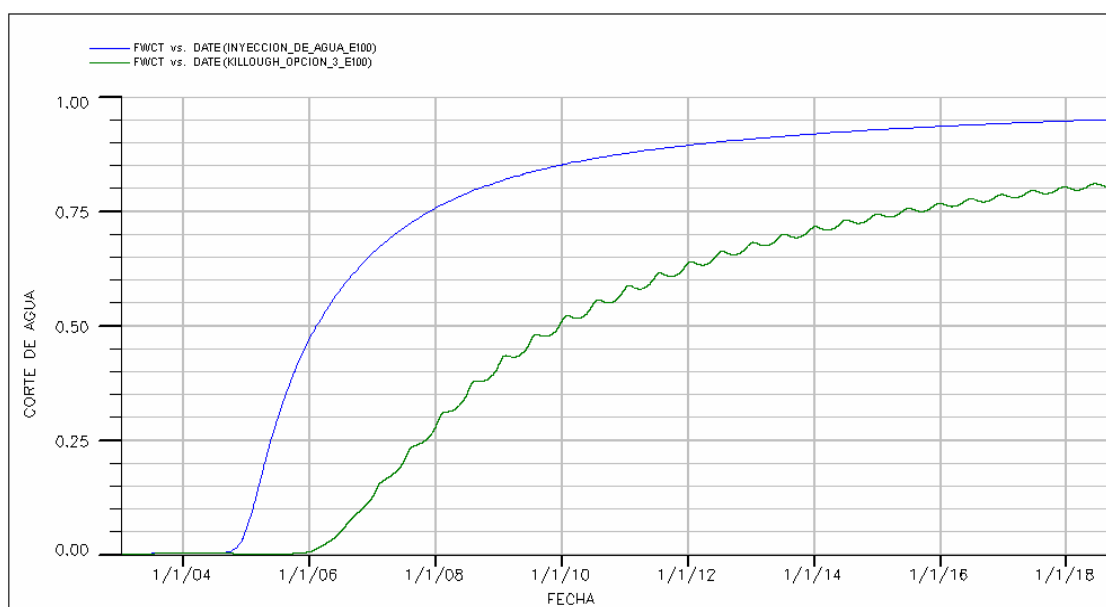


Fig. 5. 29. Corte de Agua para los Procesos de Inyección de Agua y AGA

En la Fig. 5.29, se presenta el corte de agua en la producción como una función del tiempo para el proceso de inyección continua de agua y para el proceso AGA. En la figura se aprecia que el tiempo de irrupción del agua para la inyección continua ocurre primero que para la inyección alternada. Esta diferencia en los tiempos de irrupción se debe, a que la cantidad de agua inyectada para el proceso AGA es menor que

en la inyección continua y que la presencia de gas en la inyección alternada, causa una disminución en la permeabilidad relativa del agua.

Tiempo de computación

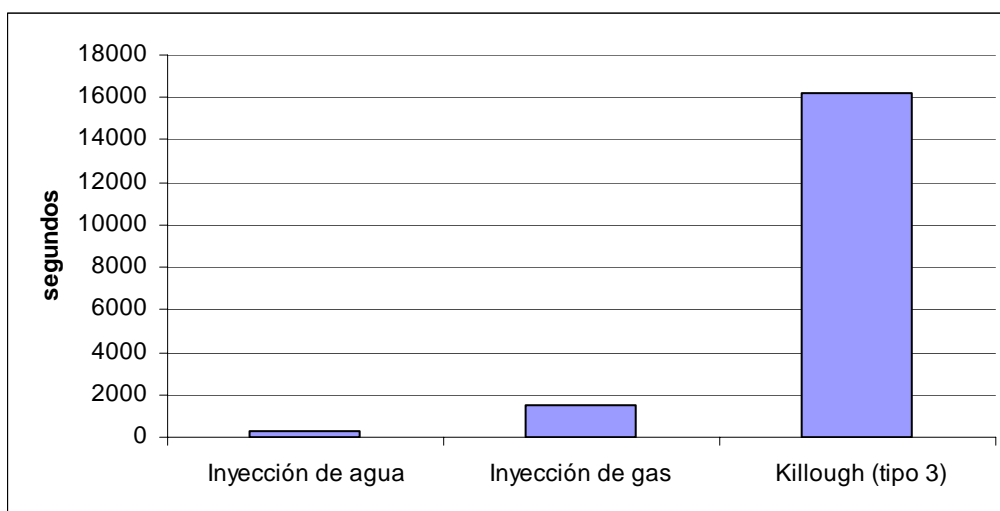


Fig. 5. 30. Tiempo de Computación para los procesos de Inyección de Agua, Inyección de Gas y AGA

En la Fig. 5.30 se presentan los tiempos de computación para los tres procesos evaluados. Como se puede observar, la inyección alternada consume mayor tiempo de computación con respecto a los otros dos casos. Esta diferencia tan grande en tiempo es debida a que los procesos de inyección continua no contienen el fenómeno de histéresis, disminuyendo la complejidad del modelo, a esto también se le suma la dificultad de lograr la convergencia de las ecuaciones en cada cambio de fase de inyección.

4.5.2 Evaluación del Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas

Aún cuando los resultados precedentes indican que el modelo *WAGHYSTR* aplicado a la simulación del proceso AGA con el caso base, muestra problemas de estabilidad, los resultados que se presentarán en


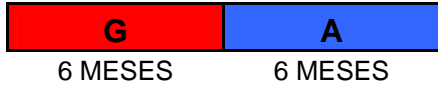
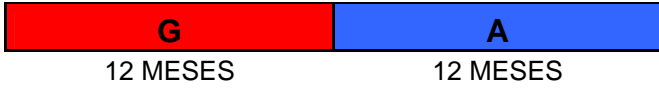
esta sección corresponden a corridas realizadas con este modelo, cuya selección fue realizada en base a lo reportado en la literatura⁽⁸⁾, donde se argumenta que el modelo *WAGHYSTR* presenta ventajas respecto a los modelos precedentes de Carlson y Killough, ya que fue desarrollado para simular específicamente los procesos AGA.

Utilizando el modelo *WAGHYSTR* se realizaron sensibilidades en la longitud de tapón y en la relación gas-agua.

4.5.2.1 Variación de la Longitud de Tapón

Una vez evaluada la inyección alternada inmiscible con una relación 1:1 y una longitud de tapón de 3 meses se procedió a realizar sensibilidades variando la longitud del tapón a 6 y 12 meses. En todos los casos se tomó en cuenta el fenómeno de la histéresis. En la tabla 5.7 se presenta como es la variación en la longitud del tapón para la inyección alternada de agua y gas.

Tabla 5.7. Variación de la Longitud de Tapón para la Inyección Alternada Agua y Gas

<i>Inyección Alternada Agua y Gas</i>	
Relación g/w 1:1 Longitud de cada tapón 3 meses	
Relación g/w 1:1 Longitud de cada tapón 6 meses	
Relación g/w 1:1 Longitud de cada tapón 12 meses	

En la tabla 5.8 se muestran los valores en cuanto a factor de recobro, fecha de irrupción del agua y el gas, corte de agua, entre otras para estas tres variaciones de longitud de tapón.

Tabla 5.8. Efecto de la Variación de la Longitud de Tapón en la Inyección Alternada de Agua y Gas

Parámetro Evaluado	AGA 3 Meses	AGA 6 Meses	AGA 12 Meses
Factor de Recobro (%)	61	60	59
Fecha de Irrupción del Agua	Agosto 2007	Septiembre 2007	Octubre 2007
Fecha de Irrupción del Gas	Marzo 2005	Agosto 2004	Julio 2004
Corte de Agua (%)*	61	64	60
RGP (Mpcn/bn)*	5,15	5,136	5,86
Volumen de Gas Inyectado (MMpcn)	15.750	15.653	14.594
Tasa de Inyección del Agua (by/día)	3.500	3.500	3.500
Tasa de Inyección del Gas (by/día)	3.500	3.500	3.500
Volumen Poroso de Gas Inyectado (%)	58	58	58

*al final de la corrida

Factor de Recobro

En la figura 5.31 se muestra el factor de recobro vs. tiempo para estas tres variaciones de longitud de tapón para el proceso AGA. Comparando los casos presentados anteriormente los valores del factor de recobro no presentan variación significativa. Sólo el caso donde la longitud de tapón es de 12 meses es el que presenta una mínima diferencia de 2% con respecto al caso de 3 meses, por lo tanto, se tiene que estos procesos presentan básicamente el mismo comportamiento.

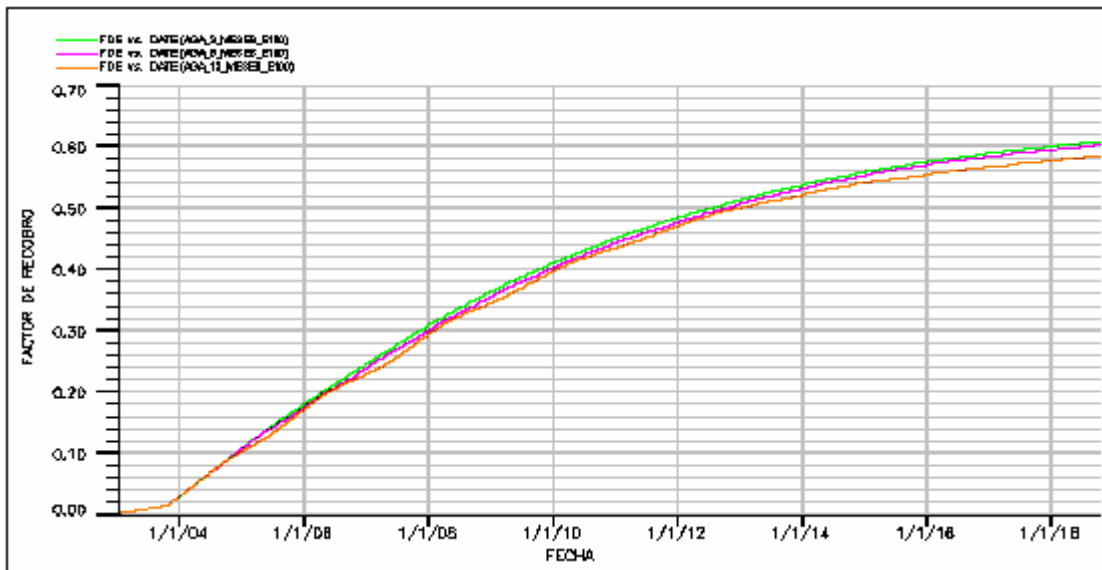


Fig. 5.31. Factor de Recobro para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses

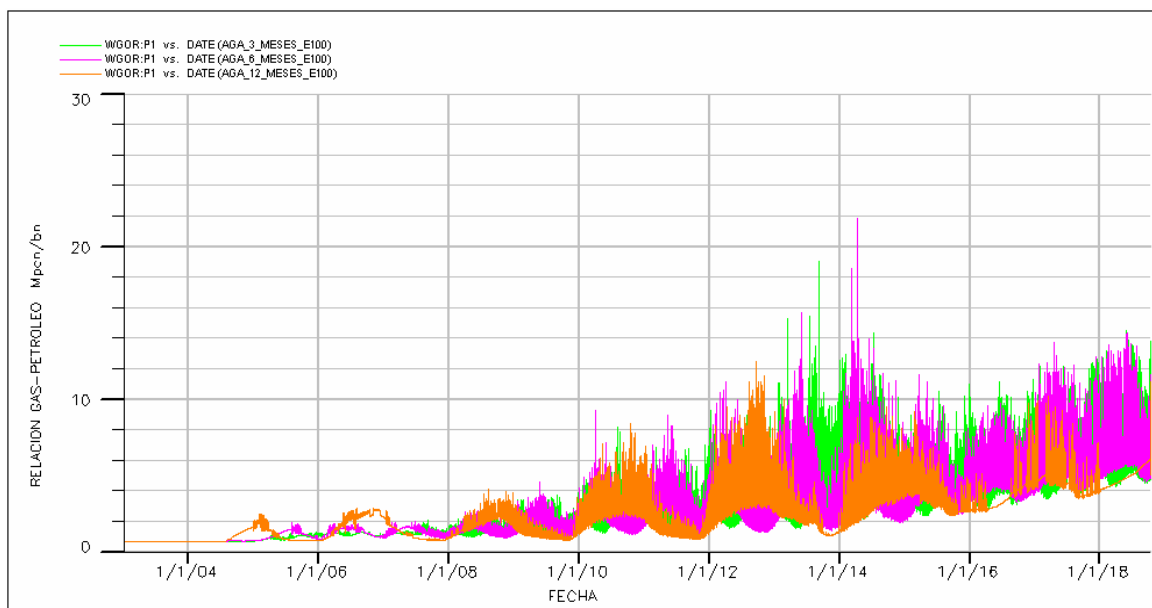


Fig. 5.32. Relación Gas-Petróleo para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses

Relación Gas/Petróleo

En la Fig. 5.32 se presenta la variación de la relación gas/petróleo vs. tiempo para los tres casos de variación de longitud de tapón. Esta curva es bastante irregular para los tres casos, 3, 6 y 12 meses, a medida que se aumente la longitud del tapón es más fácil notar el cambio de ciclo de inyección. En la Tabla 5.8 se observa que la irrupción del gas ocurre primero cuando la longitud del tapón es de 12 meses, a medida que aumenta la longitud de tapón la irrupción del gas ocurre primero. Aquí se observa el efecto de la longitud del tapón ya que, mientras sea menor el tamaño del tapón, habrá más control de la movilidad del gas.

Corte de Agua

En la Fig. 5.33 se puede apreciar el tiempo de irrupción del agua para estos tres casos de variación de longitud de tapón, los tres irrumpen en el mismo año con una diferencia muy pequeña en meses. Los cortes de agua para la inyección alternada de 3 meses es de 61%, para 6 meses es de 64%, y para 12 meses es de 60%. A pesar que el proceso de 6 meses es el segundo caso en irrumpir, presenta mayor valor en el corte de agua que los demás casos. El cambio de ciclo no afecta, en este caso, al tiempo de irrupción del agua.

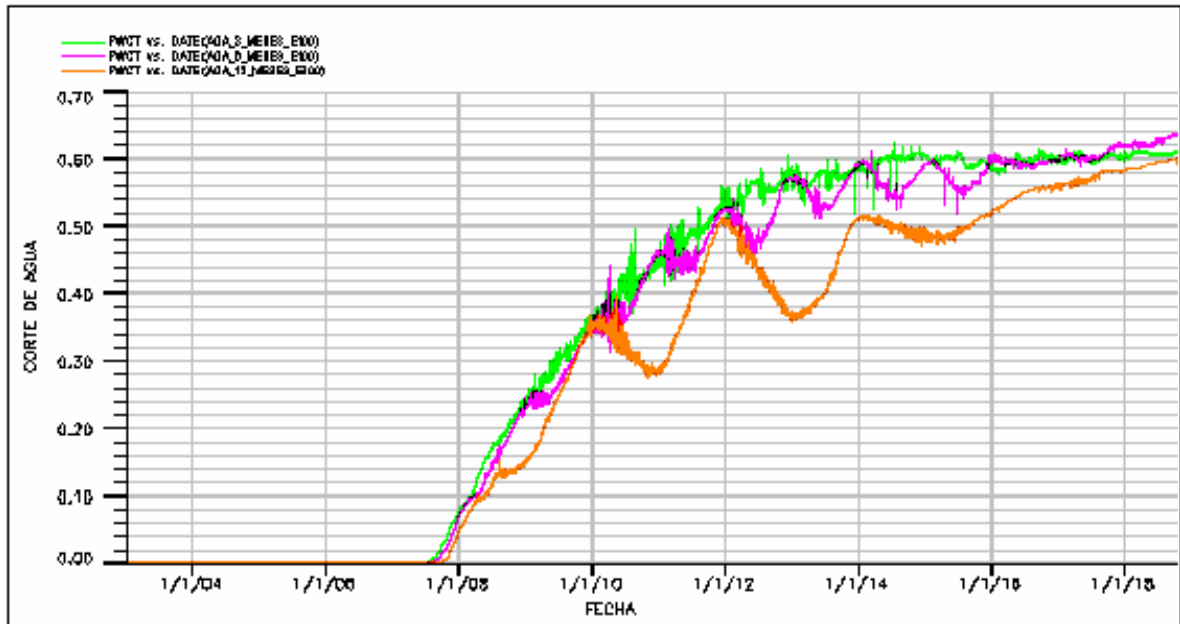


Fig. 5.33. Corte de Agua para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses

Tasas de Gas y Agua Inyectada

Con respecto a la tasa de gas y agua, para los casos de variación de la longitud de tapón, existe un comportamiento inestable de esta inyección hacia el final del período, estas variaciones abruptas son ocasionadas por el aumento drástico de la presión, que impide que el fluido sea inyectado en su totalidad. Una discusión similar a esta se presenta en la sección 5.2 de este capítulo.

Tiempo de Computación

En la figura 5.34 se presenta una comparación del tiempo de computación para estos tres casos de variación de longitud de tapón.

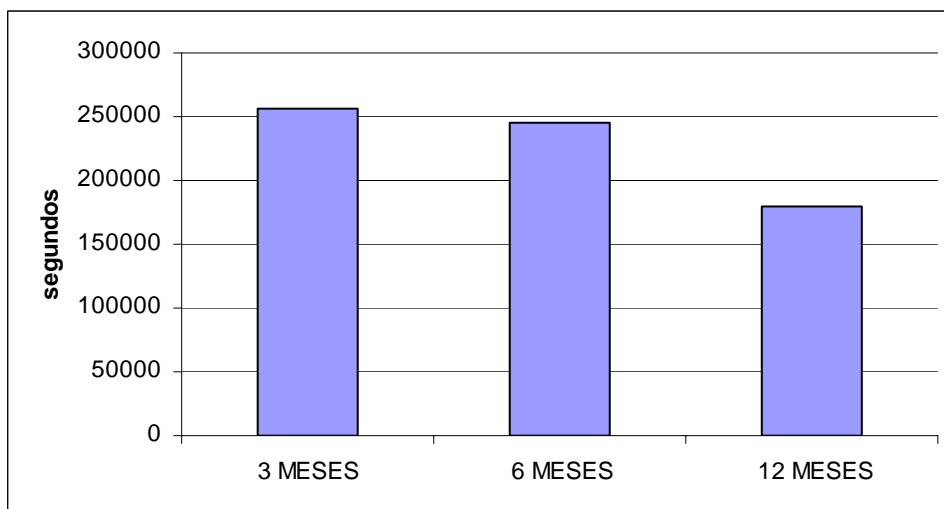


Fig. 5.34. Tiempo de Computación para la Inyección Alternada de Agua y Gas 3, 6 y 12 meses

A medida que aumenta la longitud de tapón el tiempo de computación disminuye, esto se debe a que los cambios en la fase de inyección son menores. La mayoría de los problemas de convergencias ocurren cuando se inicia el ciclo de inyección de cada fase, es decir, el momento en que el pozo inyector cambie de gas a agua, o viceversa, esto afecta de manera considerable a la resolución de las ecuaciones que el simulador debe calcular.

Variación de la Longitud de Tapón– Observaciones sobre los Resultados

- La variación de la longitud del tapón no afecta el valor del recobro, el tiempo de irrupción del agua, del gas y el corte de agua en forma considerable. El modelo *WAGHYSTR* en las condiciones de este trabajo no es adecuado para optimizar el tamaño del tapón en un proceso *AGA*.
- El tiempo de computación disminuye para el caso en donde la variación de longitud es de 12 meses, debido a que presenta un comportamiento similar a la inyección continua, por lo que el

cambio del ciclo de inyección no es tan seguido y no genera tantos problemas de convergencia como los demás casos.

4.5.2.2 Variación de la Relación Gas/Agua en el Ciclo de Inyección

Otra sensibilidad que se le realizó a la inyección alternada fue la variación de la relación gas/agua. Se partió del caso con relación gas/agua 1:1 inmiscible y se varió esta relación de la siguiente manera 1:2, 1:3, 2:1 y 3:1.

En la tabla 5.9 se muestra como se realizó esta variación de relación gas/agua, en total se realizaron cuatro sensibilidades más el caso base de relación gas/agua 1:1 y en la tabla 5.10 se muestran los resultados obtenidos para estos casos, en cuanto al factor de recobro, tiempo de irrupción del agua y el gas, corte de agua y otras características importantes.

Tabla 5.9. Variación de la Relación Gas/Agua en la Inyección Alternada Agua y Gas

<i>Inyección Alternada Gas-agua</i>	
Relación g/w 1:1	 G (3 MESES) A (3 MESES) G (3 MESES) A (3 MESES)
Relación g/w 1:2	 G (3 MESES) A (6 MESES) G (3 MESES)
Relación g/w 1:3	 G (3 MESES) A (9 MESES)
Relación g/w 2:1	 G (6 MESES) A (3 MESES) G (3 MESES)
Relación g/w 3:1	 G (9 MESES) A (3 MESES)

Tabla 5.10. Efecto de la Variación de la Relación Gas/Agua en la Inyección Alternada de Agua y Gas

Parámetro Evaluado	AGA 1:1	AGA 1:2	AGA 1:3	AGA 2:1	AGA 3:1
Factor de Recobro (%)	61	62	62	55	55
Fecha de Irrupción del Agua	Agosto 2007	Marzo 2007	Febrero 2007	Febrero 2008	Marzo 2009
Fecha de Irrupción del Gas	Marzo 2005	Octubre 2005	Noviembre 2009	Diciembre 2004	Julio 2004
Corte de Agua (%)*	61	80	86	60	33
RGP (Mpcn/bn)*	5,1532	2,1522	1,3045	7,1398	10,8729
Volumen de Gas Inyectado (MMpcn)	15.750	10.882	8.304	19.346	23.664
Tasa de Inyección del Agua (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Tasa de Inyección del Gas (by/día)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Volumen Poroso de Gas Inyectado (%)	58	39	29	77	87

* al final de la corrida

Factor de Recobro

En la Fig. 5.35 se presenta el factor de recobro vs. tiempo para cada una de las variaciones de las relaciones gas/agua. Se puede apreciar como las relaciones 1:2 y 1:3 presentan un comportamiento muy similar, pero el máximo recobro es para la relación 1:3, como se observa en la Tabla 5.10, y el mínimo recobro es para la relación g/w 3:1. Es apreciable que al variar la relación, aumentando el tapón de gas, el recobro de petróleo disminuye, el caso contrario ocurre con el aumento

del tapón de agua, por lo tanto se puede observar una fuerte dependencia a esta relación, por lo que existe una desfavorable movilidad del gas.

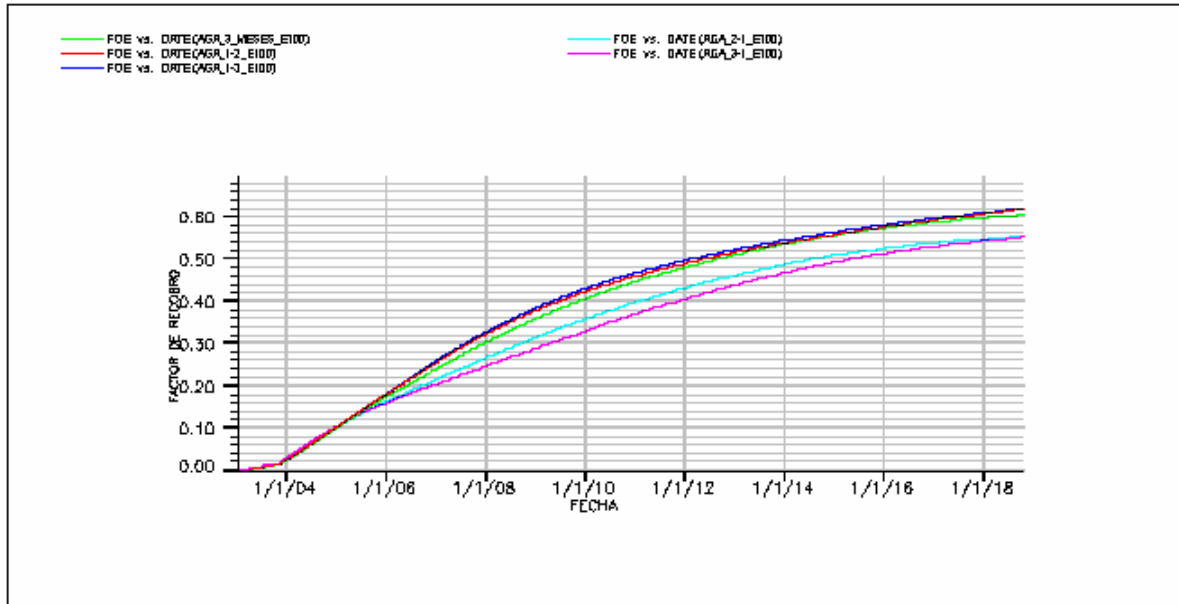


Fig. 5.35. Factor de Recobro para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua

Relación Gas/Petróleo

En cuanto a la irrupción de gas, en la Tabla 5.10, se presentan las fechas para cada caso. La irrupción del gas ocurre primero para el caso donde el tapón de gas es de mayor tamaño, caso 3:1. El caso donde la relación gas/agua es 1:1 es el tercero en irrumpir; los casos 1:2 y 1:3 aunque tienen la misma cantidad de gas que el caso 1:1 el tarda más en irrumpir porque el tapón de agua es mayor.

Corte de Agua

En la Fig. 5.36 se presenta el corte de agua vs el tiempo para estos cuatro casos. En cuanto al tiempo de irrupción del agua para cada uno de los casos con variaciones en las relaciones, se puede observar que los

casos donde el tapón de agua es de mayor tamaño irrumpen primero, relación 1:3 y 1:2, el tercer en tiempo de irrupción es el caso donde la relación gas-agua es 1:1 y los casos donde el tapón de gas es de mayor tamaño irrumpen de último, relación 2:1 y 3:1. Esto se debe a que al existir una mayor cantidad de gas esta interfiere en la movilidad del agua impidiéndole que avance.

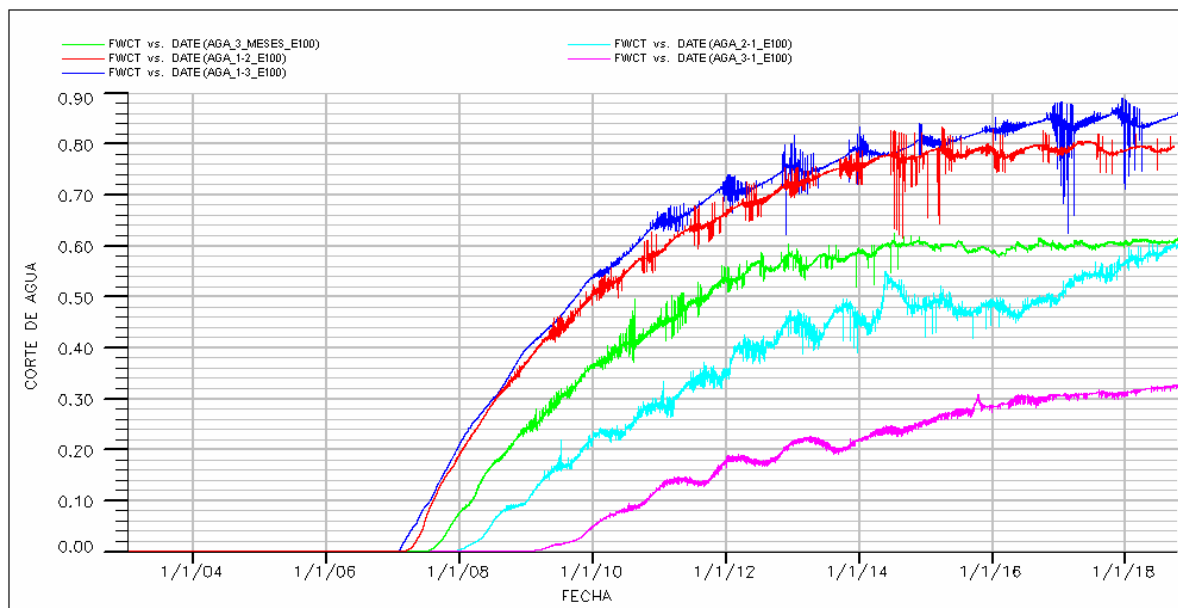


Fig. 5.36. Corte de Agua para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua

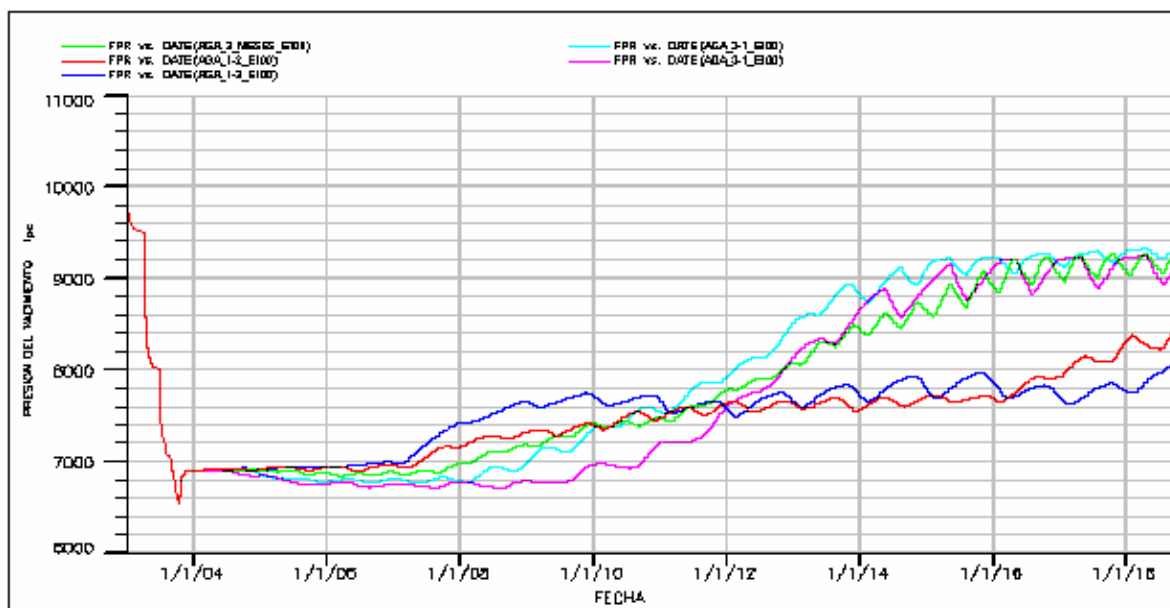


Fig. 5.37. Comportamiento de la Presión para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua

Presión del Yacimiento

En lo que se refiere a la presión, en la Fig. 5.37 se muestra como se comporta esta curva vs. tiempo para estos casos. Las relaciones 1:1, 2:1 y 3:1 son aquellas que presentan un mayor valor de presión, la curva de presión es más elevada, obteniéndose un comportamiento similar entre ellos y los casos donde las relaciones son de 1:2 y de 1:3 la curva de presión también experimenta un aumento, pero menor que en los casos anteriores. A medida que se inyecte más gas, habrá más presión.

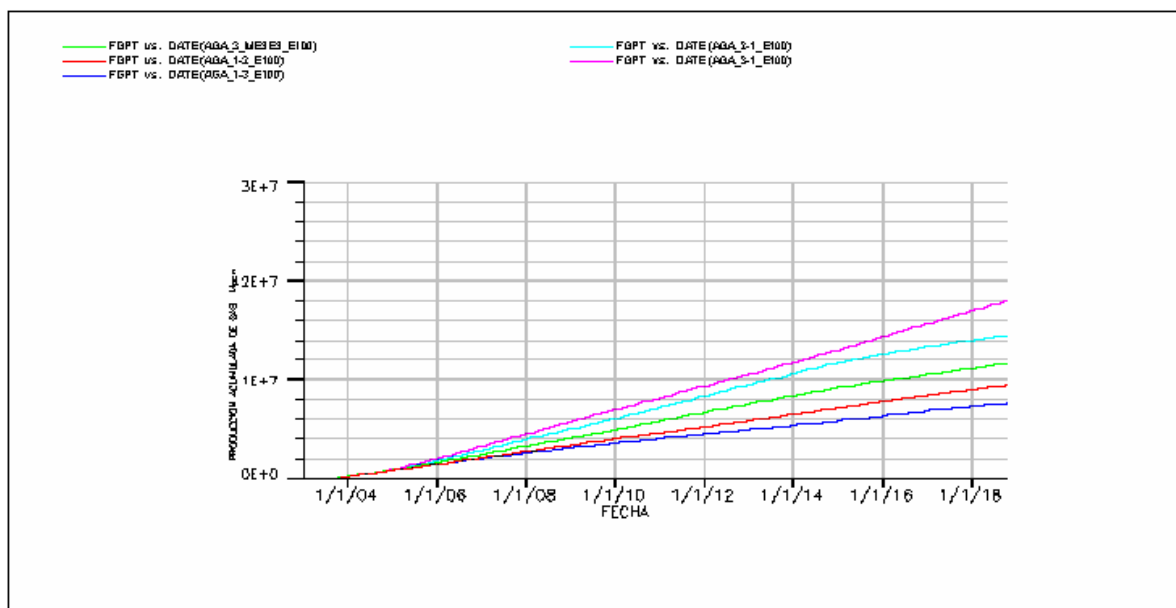


Fig. 5.38. Producción Total de Gas para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua

Producción Total de Gas

En la Fig. 5.38 se muestra la producción de gas acumulada vs. tiempo para estos cuatro casos. La producción de gas es mayor para la relación 3:1 y es menor para la relación 1:3. Adicionalmente se observa que al aumentar el número de tapones de agua disminuye la producción de gas, ya que la permeabilidad de este se ve reducida por la cantidad de agua.

Tiempo de Computación

En la Fig. 5.39 se muestra una comparación en cuanto al tiempo de simulación para estas variaciones de relación gas/agua. Se observa que el aumentar el tamaño del tapón de agua el tiempo de computación disminuye. Para el caso de la fase gas no se observa una tendencia clara. El caso donde la relación gas/agua es de 3:1 es el que consume el menor tiempo de computación.

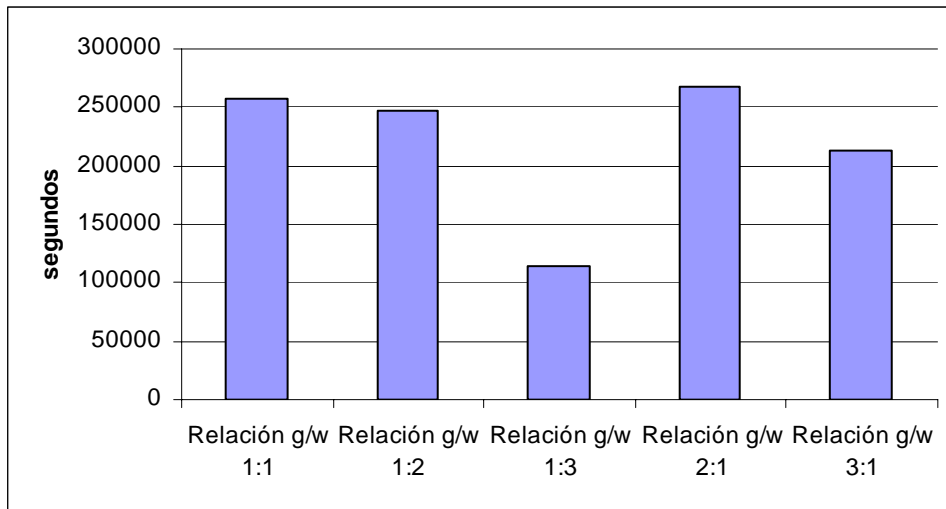


Fig. 5.39. Tiempo de Computación para la Inyección AGA variando la Relación Gas/Agua

Variación de la Relación Gas/Agua en el ciclo de inyección – Observaciones sobre los Resultados

- Básicamente se sigue la tendencia observada en los procesos de inyección continua, donde para las condiciones de este yacimiento resulta más favorable inyectar agua que el gas, es decir, a medida que se aumenta el tapón de agua se puede obtener mayor recobro, destacando que la tendencia que se presenta en este caso es ligera.
- En cuanto a la variación de los volúmenes de los fluidos inyectados (relación gas/agua) si se observa diferencias para el recobro, corte de agua, y tiempo de irrupción del agua y el gas.
- La relación que contenga más cantidad de agua, tendrá un corte de agua elevado al final del período.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**CONCLUSIONES**

De acuerdo con los resultados de la investigación realizada en este trabajo se puede concluir lo siguiente:

Evaluación de los Modelos de Histéresis con el Proceso AGA

- La simulación del fenómeno de histéresis para predecir el comportamiento del proceso AGA con el simulador ECLIPSE®100 es una tarea compleja, donde se debe tener cuidado en representar adecuadamente las curvas de k_r y p_c , así como la definición de la fase mojante para los sistemas crudo/agua, crudo/gas y agua/crudo/gas.
- La simulación del proceso AGA con el simulador ECLIPSE®100 permite elegir entre 6 opciones que dependen de tres modelos de histéresis (Carlson, Killough y *WAGHYSTR*). Los resultados obtenidos al simular un mismo caso base son diferentes para los tres modelos en lo referente al recobro de petróleo y tiempo de irrupción del agua, por lo que de no contar con un criterio específico para la selección de un modelo de histéresis, siempre se obtendrá un rango de posibles respuestas.
- El modelo *WAGHYSTR* no trabajó como se esperaba, presentó grandes problemas de inestabilidad que se reflejan en altos tiempos de computación y posibles resultados erróneos. Para el caso estudiado este modelo ejerce un control excesivo sobre la movilidad del gas y del agua, no encontrándose una explicación para este comportamiento.

Efecto de la Constante de Land sobre el Modelo *WAGHYSTR*

- A pesar de que se conoce que la constante de Land es un parámetro característico del tipo de roca y debe ser calculado e introducido en el simulador, los resultados de incrementar el valor estimado de esta constante indican que no se encontró mejora en el problema de inestabilidad numérica observado con el modelo *WAGHYSTR*, tan sólo se observó una ligera mejora en cuanto al comportamiento del corte de agua y la presión del yacimiento con respecto al tiempo, así como en la inyektividad del gas y del agua.

Simulación del Proceso *AGA* sin Histéresis

- Existen importantes diferencias entre simular un proceso *AGA* con y sin la opción de histéresis. Para el caso estudiado se obtuvieron resultados más favorables en cuanto al recobro y los tiempos de irrupción del agua y el gas al tomar en cuenta el fenómeno de histéresis. Sin embargo, según otros resultados obtenidos en la revisión bibliográfica este comportamiento no puede ser generalizado.
- En general para los casos estudiados se observó que las corridas que consideran el fenómeno de histéresis retardan más el tiempo de irrupción del agua, ofreciendo un mejor control sobre la movilidad de esta fase.
- El tiempo de computación es mayor (aproximadamente un 23 %) al considerar el fenómeno de histéresis.

Simulación de la Inyección Simultánea

- El factor de recobro en la simulación de la inyección simultánea es comparable con los obtenidos para la inyección *AGA* con relación

1:1 considerando el fenómeno de histéresis. Adicionalmente, el tiempo de computación para la inyección simultánea resultó en promedio 92% menor con respecto a la simulación del proceso AGA con histéresis.

- La inyección simultánea, para este caso, presenta mayor control de la movilidad del gas, que la simulación del proceso AGA con histéresis. Observándose adicionalmente, en la inyección simultánea un menor grado en la separación de las fases inyectadas, debido a la segregación gravitacional.
- Los resultados muestran que la inyección simultánea podría utilizarse como una primera aproximación para conocer rápidamente y sin mayor cantidad de datos experimentales de permeabilidad relativa y presión capilar, los resultados de una simulación de un proceso AGA con histéresis. Sin embargo, este tipo de simulación sólo debería ser aplicada para los casos de una relación 1:1 y preferiblemente con tapones relativamente pequeños.

Evaluación de los Procesos de Inyección

Inyección Continua de Agua, Continua de Gas y AGA

- Para las condiciones del yacimiento estudiado el proceso AGA, independientemente del modelo de histéresis seleccionado para simular este fenómeno, resultó el mecanismo más favorable con respecto a la inyección continua de agua o gas, obteniendo el recobro más alto, con el empleo de menor cantidad de fluidos inyectados.
- Para las condiciones estudiadas, la inyección continua de gas representa la peor opción de recobro, por su baja eficiencia de

barrido que se refleja en la rápida segregación del gas hacia el tope de las unidades de flujo.

Variación de la Longitud de Tapón

- La variación de la longitud del tapón no afectó en grandes proporciones al valor del factor de recobro, el tiempo de irrupción del agua, del gas y el corte de agua, con respecto al modelo base de longitud de tres meses.
- A medida que se aumenta la longitud del tapón el tiempo de computación disminuye, debido a que el comportamiento tiende a hacerse similar a la inyección continua, por lo que la alternabilidad en los tapones de inyección de cada fase no es tan seguida, disminuyendo los problemas de convergencia originados por la variación brusca de las saturaciones en la cercanía del pozo inyector.

Variación de la Relación Gas/Agua en el ciclo de inyección

- La variación de la relación gas/agua se ve favorecida cuando aumentan los números de tapones de agua, obteniéndose un mayor recobro. Adicionalmente se observan efectos sobre el corte de agua y tiempo de irrupción del agua y el gas.
- En cuanto al tiempo de simulación no existe una tendencia clara acerca de cómo se ve afectado por la variación de esta relación.

RECOMENDACIONES

- De no contar con datos reales de un proceso *AGA*, para que mediante cotejo de la historia de producción se logre seleccionar el modelo de histéresis que mejor ajuste la historia de producción, se debería hacer sensibilidad con todos los modelos de histéresis a fin de obtener un rango de posibilidades que soporte la toma de decisiones sobre la aplicación del proceso.
- Utilizar la simulación de la inyección simultánea como una primera aproximación para la simulación del proceso *AGA* con una relación 1:1, considerando el fenómeno de histéresis, ya que este proceso arroja resultados similares, con menores tiempos de computación.
- Realizar sensibilidades a los parámetros del modelo *WAGHYSTR* para la simulación del proceso *AGA*, a fin de conocer las condiciones donde éste pudiera trabajar correctamente.
- Estudiar si existe posibilidad de optimizar el tamaño del tapón de los fluidos inyectados así como la relación entre ellos a través de simulación numérica del proceso *AGA* con las opciones del simulador *ECLIPSE®*.
- Estudiar el efecto que sobre la eficiencia de barrido del proceso *AGA* pudiera tener la inclinación del yacimiento y la ubicación y forma de completación de los pozos productores e inyectores.
- Estudiar la forma de simular el proceso *AGA* miscible tomando en cuenta el fenómeno de histéresis y evaluar sus ventajas y desventajas frente al proceso *AGA* inmisible.

BIBLIOGRAFÍA

1. Forrest F., Craig Jr.: *Aspectos de Ingeniería de la inyección de agua*, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York, 1982.
2. Willhite, P. J.: *Waterflooding*, SPE Textbook Series, SPE, Richardson, Texas (1986) 3.
3. Kossack, C.A.: "Comparison of Reservoir Simulation Hysteresis Options", SPE 63147, Texas, 2000.
4. Honnapour, Mehdi y Koedederitz, Leonard: *Relative permeability of petroleum reservoirs*, SPE Textbook Series, SPE, Richardson, (1994).
5. Blunt, Martin J.: "An Empirical Model for Three-Phase Relative Permeability", SPE 56474, Texas, 1999.
6. Skauge, A. y Larsen, J.: "Simulation of the Immiscible WAG Process Using Cycle-Dependent Three-Phase Relative Permeabilities", SPE 56475, Texas, 1999.
7. Stone, H. L.: "Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability", Trans AIME, 249, 1970.
8. **ECLIPSE 100 Technical Description**. Schlumberger GeoQuest, 2002.
9. Hagoort J. "Measurement of relative permeability for computer modelling/reservoir simulation". Oil and Gas Journal, Febrero, 1984.
10. Christensen, J. R.: "Review of WAG Field Experience", SPE 39883, Mexico, 1998.
11. Di Cesare, F. Octubre 2000. "Evaluación del proceso de inyección AGA con nitrógeno por medio de una simulación numérica del yacimiento C2/VLE- 305". Caracas. Trabajo especial de grado. PDVSA-Intevep, S.A.

BIBLIOGRAFIA

12. Manrique, E. Julio 1997. “Revisión y discusión de los métodos experimentales empleados para el estudio del proceso de inyección WAG”. Caracas. Informe Técnico N° INT-3566,97. PDVSA-Intevep, S.A.
13. Echeveria Araque, I. y Auxiette, G.: “Reservoir Management of the El Furrial Field – Venezuela - under Enhanced Oil Recovery Process”, SPE 75201, Oklahoma, 2002.
14. Carlson, F.: “Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase”, SPE 10157, Texas, 1981.
15. Parra, Juan Jones. Elementos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Innovación Tecnológica, 1994.
16. Brant Bennion, D. y Brent Thomas, F. : “ Hysteretic Relative Permeability Effects and Reservoir Conformance – An Overview”,1996.
17. Land, C.: “Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow From Rock Properties”, SPE 1942, Texas, 1968.
18. Killough, J. E.: “Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions”, SPE 5106, Texas, 1974.
19. Quale, Eileen : “SWAG Injection on the Siri Field - An Optimized Injection System for Less Cost”, SPE 65165, Francia, 2000.
20. Gokhan, Coskuner.: “Implementation of Waterflood in Joffre Viking I Pool”, SPE 39611, Oklahoma, 1998.
21. Robie, D. R. y Roedell, J. W.: “Field Trial of Simultaneous Injection of CO₂ and Water”, SPE 29521, Oklahoma, 1995.
22. Ma, T. D. y Rugen, J. A.: “Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field, Reservoir Impact”, SPE 30726, Dallas, 1995.

BIBLIOGRAFIA

23. Stoitsits, R. F. y Krist, G. J.: "Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field, Surface Line Impact", SPE 30645, Dallas, 1995.
24. Todd, M. R. y Claridge, E. L.: "Mechanistic Study of Alternative Gas Injection Process for Enhanced Oil Recovery in the Los Jabillos (Cretaceous) Reservoir, Furrial Field, Norte Monagas, Venezuela," SPE 53716, Venezuela, 1999.
25. Lee, John y Wattenbarger, Robert: *Gas reservoir engineering*, SPE Textbook Series, SPE Richardson, 1996.
26. WEC, 1997 Evaluación y Construcción de Pozos.

CAMPO EL FURRIAL

EL Campo El Furrial está localizado en el Estado Monagas, Venezuela, aproximadamente 25 Km. al oeste de la ciudad de Maturín, de aproximadamente 13 Km. de largo y 7 Km. de ancho. Fue descubierto por el pozo FUL-1 en febrero de 1986, este pozo fue completado en la formación Naricual Inferior (Era Cenozoico, Período terciario, Época Oligoceno) y contenía originalmente 7.5 billones de POES. Este campo produce de dos formaciones importantes identificadas como Formación Naricual y Formación Cretáceo, el espesor de los dos yacimientos es de 2100 pies. La formación Naricual presenta un POES de 6.9 billones de bn y el Cretáceo presenta un POES de 0.617 billones de bn.

El Campo el Furrial se localiza en la Cuenca Oriental de Venezuela, dentro de la Subcuenca de Maturín. Esta limitado en el Norte por el campo Jusepín y en el sur por el Corrimiento del Furrial. Hacia el este, esta limitado por el Campo el Corozo y esta limitado al oeste por el Campo Carito. Es una de las mayores reservas de petróleo mediano del área, la columna de hidrocarburos esta constituida por un crudo de naturaleza asfáltica, caracterizado por la variación de su gravedad API, del contenido de asfaltenos y de las propiedades termodinámicas con la profundidad. Los yacimientos son del tipo volumétrico altamente subsaturados, sin capa de gas, habiéndose determinado que la actividad del acuífero se encuentra inhibida por la presencia de una capa de bitumen.

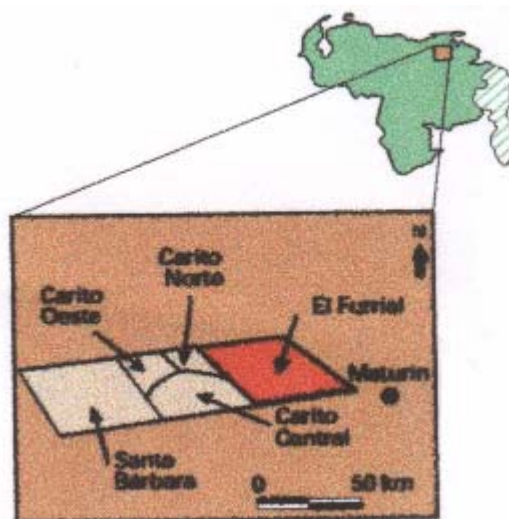


Fig. II.1 Ubicación del Campo el Furrial

El Norte de Monagas fue cubierto por la sísmica 2D y 3D que junto con la información obtenida de los pozos, se ha permitido la división en tres bloques principales de este a oeste El Furrial, Carito y El Tejero.

Los yacimientos se encuentran a gran profundidad (14.000' en El Furrial, 15.000' en Carito y 17.000' en El Tejero).

I.1 Geología del Campo El Furrial

El Campo el Furrial comprende una sección sedimentaria de 2100 pies de espesor, que ha sido dividida en tres yacimientos mayores de petróleo llamados desde la base hasta el tope como Cretáceo, Naricual Inferior y Naricual Superior.

I.2 Estructura

Una deformación tectónica en el Norte de Monagas, generada por un régimen de tipo compresional, dio lugar a un plegamiento suave y

fallamiento inverso de gran desplazamiento con la formación de estructuras de tipo anticlinal, segmentadas en bloques fallados.

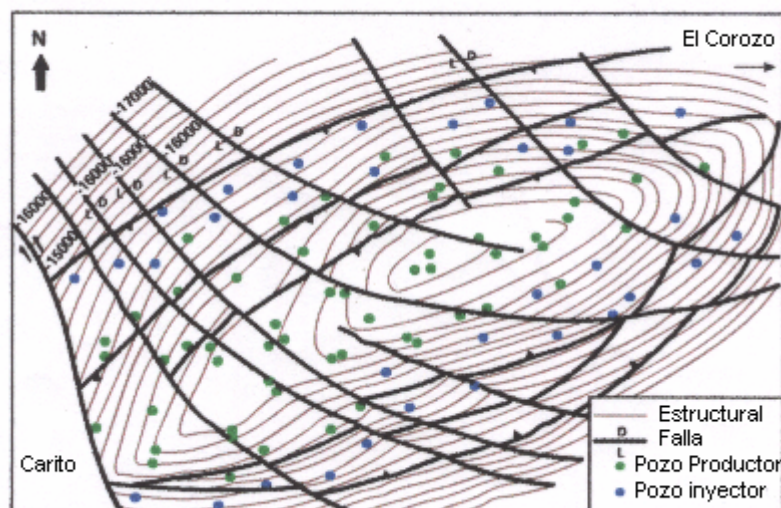


Fig. I.2. Curvas Estructurales del Campo el Furrial ⁽²⁶⁾

También se originaron fallas normales de orientación norte-sur asociadas, en algunos casos, a movimientos horizontales de los bloques que cortan transversalmente la estructura.

El Área de El Furrial se interpreta como una estructura anticlinal en una alineación de rumbo N 70° E, ligeramente asimétrica con buzamiento del flanco norte entre 18° y 24° y el del flanco sur entre 16° y 21°. Este anticlinal está cortado en sus flancos por fallas inversas aproximadamente paralelas al eje de la estructura: las del flanco norte con el lado descendido al norte y las del flanco sur con el lado descendido al sur.

Los límites de los yacimientos al norte y al sur están determinados por una capa de bitumen ("Tar mat.") presente en toda la estructura, mientras que al este y al oeste los límites están constituidos por fallas normales que separan el Furrial de los campos adyacentes.

I.3 Estratigrafía

Desde la base hasta el tope, el yacimiento Cretáceo de edad cretácico tardío, comprende un promedio de 65 pies de sedimentos fluvio-deltaicos, con algo de influencia marina, depositados en un ambiente fluvial a marino somero, con sedimentos terrígenos provenientes del escudo de Guayana. Las formaciones cretácicas están constituidas básicamente por areniscas de grano fino a medio, intercaladas con areniscas cuarzosas y arcillas. Algunas de estas formaciones se caracterizan por una secuencia de lutitas oscuras con una base de calizas masivas, areniscas y lutitas, delgadas.

La correlación estratigráfica es altamente complicada debido a la larga ocurrencia de continuos marcadores lutíticos dentro del campo. Una sección gruesa de lutita llamada Areo, está localizada entre Cretácico y Naricual inferior. Esta sección es de origen marino y representa un marcador estratigráfico muy continuo dentro de la subcuenca Maturín.

La Formación Naricual se depositó en un ambiente fluvial gradualmente inundado por sucesivas incursiones marinas. Esta formada por una secuencia de areniscas de grano fino a grueso con matriz arcillosa, bien consolidadas, intercaladas con lentes de lutita ligeramente calcárea, limolitas arcillosas, y delgadas capas de carbón hacia la base. El yacimiento Naricual inferior es parcialmente del cretácico tardío y comprende una sección de 650 pies. Hacia el tope, esta sección del yacimiento se hace menos marina, con la ocurrencia de una extensiva sección glauconítica, del eoceno.

El tope del yacimiento Naricual Superior de época Oligoceno, representa 850 pies de espesor de la sección sedimentaria de petróleo productivo, en el cual en general tiende hacia el norte y noreste con una fuente de sedimentos asociados desde el escudo de Guayana. Los principales marcadores estratigráficos son definidos por pozos dentro del

campo, lo cual ayuda a la correlación estratigráfica y descripción del yacimiento.

Las propiedades del yacimiento son mejores dentro de Naricual Superior debido a la ocurrencia de las arenas gruesas, las cuales son menos afectadas por la diagénesis.

I.4 Ambiente de Sedimentación

El yacimiento Naricual inferior está compuesto por depósitos deltaicos como canales distributarios y barras de desembocadura. El yacimiento Naricual Superior comprende un sistema deltaico con una ocurrencia de orilla, canales distributarios, barras de desembocadura, lutitas marinas y depósitos salobres de bahía.

La Formación Cretáceo corresponde a un sistema progradante de alto nivel, esta compuesto de areniscas y areniscas arcosas depositadas en un ambiente transicional, y de depósitos marinos costeros, deltaicos costero y una influencia de marea. En este ambiente predominan las barras costeras y litorales, canales distributarios y de mareas y lutitas depositadas en la laguna litoral y en ambientes marinos restringidos.

I.5 Propiedades Petrofísicas

A partir de pruebas de restauración de presión y **DST**, desde el punto de vista macroscópico la formación Naricual puede caracterizarse como relativamente homogénea y de alta capacidad de flujo. Con una salinidad de aproximadamente 1800 ppm. equivalente NaCl, se determinó que la porosidad es de 14.8% para Naricual inferior y 15.2% para Naricual superior. Se estimó la permeabilidad en función de la porosidad efectiva, la saturación de agua y la arcillosidad resultando una permeabilidad de 268 mD para Naricual inferior y de 370 a 509 mD en Naricual superior.

I.6 Propiedades de los Fluidos ⁽¹³⁾

Los factores más importantes que influyen el comportamiento del Campo el Furrial son:

- Alta temperatura (273 – 300°F) y presión (11020 lpc)
- Contenido de asfaltenos (4 – 12% peso)
- Extensión vertical del reservorio
- Gradiente geotérmico 1.43 °F/100 pies

La columna de hidrocarburo es altamente subsaturada, en condiciones de alta presión y temperatura. Los cambios composicionales son reflejados en la gravedad API y en el contenido de asfaltenos, sulfuro, hierro y vanadio. Esto tiene como resultado un petróleo pesado en la zona del tarmat, el cual sostiene la columna de petróleo mediano. Los rangos de la gravedad API son desde 29° en la cresta hasta cerca de 16° en la zona del tarmat. El contacto agua petróleo puede ser detectado únicamente en el flanco sur a 15200 pies TVD por debajo del mar.

Debido a la variación composicional, la presión de burbujeo varía desde 4600 lpc hasta 2900 lpc y los rangos de la relación gas petróleo desde 1300 hasta 500 pcn/bn. El petróleo cerca de la cresta exhibe una estructura de menos contenido de asfaltenos.

I.7 Asfaltenos

Una de las características de mayor importancia del comportamiento de la fase hidrocarburo del campo el Furrial es la precipitación de asfaltenos, lo cual reduce la permeabilidad y así la productividad del campo. Algunos yacimientos del área presentan dificultades en el manejo del crudo debido al depósito de asfaltenos en el yacimiento y en la tubería productora. El crudo de El Furrial muestra 5%

de asfaltenos que llega a 15% en El Carito. En el campo el Furrial el mayor problema de precipitación de asfaltenos se encuentra a nivel de tubería y en superficie. Otro factor desfavorable es el porcentaje de arena, que en el bloque El Carito alcanza a 0.6 lb/bbl. El contenido de H₂S se acerca en algunos casos a 880 ppm.

I.8 Plan de desarrollo del Campo el Furrial ⁽¹³⁾

El comportamiento de este campo es esencialmente dividido en tres escenarios, como reflejo del desarrollo de fases para el Campo el Furrial.

Recobro Primario (Agotamiento Natural)

Recobro Secundario { Formación Naricual (Inyección de agua y gas)
Formación Cretácica (Inyección de agua)

Recobro Mejorado { Formación Naricual (Inyección de gas miscible)
Formación Cretácica (Inyección alternada de Agua y gas)

I.8.1 Recobro Primario

En este escenario el yacimiento muestra una ley de caída uniforme en todos los tres miembros de la formación Naricual desde el inicio de la producción en 1986 hasta noviembre de 1992, cuando el proyecto de inyección de agua se inicio. La ley de caída de este escenario fue 11.1 lpc/MMbbls con una producción acumulada de 304 MMbbls. Esto causó una declinación drástica de la presión, afectando mayormente al yacimiento por la precipitación de asfaltenos, cuando ocurre aproximadamente a

6500 lpc y consecuentemente la producción de los pozos declina marcadamente.

Resultados de análisis realizados entre 1989 hasta 1991 dieron la prioridad, de mantener la presión del yacimiento por encima de los 6500 lpc en orden de sostener la productividad del campo y evitar la precipitación de asfaltenos.

I.8.2 Recobro Secundario

Durante los años 1989 y 1991 se realizaron estudios en los que se concluyó que el plan más práctico y más económico era mantener la presión a través de un proyecto de inyección de agua. Múltiples factores fueron considerados para el diseño de este proyecto, geometría del yacimiento, litología, propiedades de los fluidos y relaciones de permeabilidad relativa, continuidad del yacimiento, propiedades de la roca y fluidos disponibles para la inyección (tratamiento y calidad del agua).

El proyecto de inyección de agua se inició en 1993 en la Formación Naricual. Una tasa de 450 MMb/d. es inyectada en 32 pozos para sustituir una producción de petróleo de 250 Mb/d. La tasa de inyección individual por pozo está alrededor de 15 Mb/d. Nuevos estudios se realizaron durante los años 1995 y 1996 y se encontró necesario un incremento de la tasa de inyección en aproximadamente 550 Mb/d para estabilizar la presión del yacimiento cerca de los 6500 lpc. Esto debería mantener la producción en 400 Mb/d y aumentar las reservas recuperables cerca del 2%. Esto requirió la perforación adicional de pozos de inyección y producción.

Debido a los continuos monitoreos del comportamiento de la presión y de la producción en el yacimiento Cretáceo desde julio del 87 hasta octubre del 97, se observó una tasa de caída de presión en el yacimiento por producción de 84 lpc/MMb/d. La presión declinó desde 11006 lpc hasta 6720 lpc después de producir 56 MMb/d.

En la periferia de las unidades Naricual se implementó un proyecto de inyección de agua, con una tasa de inyección de 50 Mbnd con el fin de represurizar el reservorio hasta 7300 lpc. El total esperado de reservas es de 287 MMbls.

I.8.3 Recobro Mejorado

En 1992, estudios mostraron el beneficio de un proyecto de inyección de gas en la parte alta de la cresta, Formación Naricual, era un mecanismo eficiente para:

- Incrementar la tasa de producción
- Incrementar las reservas totales del campo

En 1995, se realizaron estudios técnicos y económicos de un proyecto de inyección de gas miscible, con la finalidad de:

- Identificar la optima composición del gas de inyección
- Determinar el incremento del perfil de producción y las reservas
- Definir la presión optima del reservorio y la presión de cabezal de los pozos inyectoros de gas.

Analizar las varias alternativas de incrementar la inyección de agua, con o sin inyección de gas.

El modelo de simulación de todo el campo fue el de un yacimiento lleno de petróleo negro, para simular de forma combinada el proyecto de inyección de agua y gas. Asociando gas inyectado a la cresta y agua en los flancos demostró una mejora en las reservas con este proceso de 7% a 10% del POES comparado con la inyección de gas únicamente. Debido, a que no se dispone de gas suficiente para la inyección continua de gas se tiene la investigación de un proceso alternado de agua y gas (AGA)

buzamiento abajo en ambos reservorios Cretácico y Naricual. Los estudios de simulación predicen que un proceso AGA pendiente abajo puede aumentar el recobro de petróleo entre 7% y el 10% del POES comparado con procesos previos.

Basados en estudios previos se decidió hacer un proyecto piloto en el yacimiento Cretáceo para un proceso AGA con los siguientes objetivos:

1.- Evaluar la inyección de gas miscible en un yacimiento de este tipo.

2.- Calibrar y validar los parámetros para el modelo de simulación para obtener una buena descripción del proceso de desplazamiento.

El ciclo inicial de agua se inició en junio de 2001 con una tasa de agua de 8000 bwpd. Esta tasa se incrementó hasta 15000 bwpd en agosto de 2001. El ciclo de gas se inició el 6 de diciembre con una tasa de gas de 5 MMpcnd incrementando hasta 25 MMpcnd. En marzo de 2002 se dio inicio al segundo tapón de agua.

Dirección del Campo El Furrial ⁽¹³⁾

El conocimiento de la tecnología, roca, propiedades de los fluidos, flujo de fluidos, mecanismos de recobro, pozos perforados completados, la producción pasada de los pozos, permite una mayor comprensión del comportamiento del yacimiento.

Hasta ahora 8 versiones de modelos de simulación numérica se han construido, usando diferente software de simulación, ECLIPSE®100, ECLIPSE®200 (Solvent Option), Athos y Multiflood.

I.9 Condiciones Actuales del campo el Furrial ⁽¹³⁾

Hoy día el Campo El Furrial produce a través de 113 pozos productores y tiene 44 pozos inyectoros de agua y 7 pozos inyectoros de

gas. En diciembre de 2001 la tasa de inyección de agua fue alrededor de 458 Mbwpd y un acumulado de inyección alrededor de 1.315 MMbls. La tasa de gas inyectado es alrededor de 393 MMpcnd y un acumulado de 348 MMpcnd. La tasa de producción fue de 396 Mbopd y un acumulado de producción de 1.504 MMbn. El promedio de presión del yacimiento es de 6500 lpc.

SELECCIÓN DEL MODELO

Previo a realizar el estudio de la inyección alternada de agua y gas y la inyección simultánea de agua y gas, se realizó una comparación de un arreglo de 5 pozos con un elemento de simetría del mismo, esto con la finalidad de comprobar que los resultados de la simulación no se encuentran afectados los resultados al tomar sólo una sección del yacimiento.

El yacimiento representado con un arreglo de 5 pozos, cuatro productores y un inyector, fue sometido inicialmente a una etapa de agotamiento natural, cuando la presión alcanzó los 6500 lpc y la tasa no fue menor a 2000 bn/d, se inició la inyección de agua a una tasa constante de 14000 bn/d. El elemento de simetría que se estudio fue $\frac{1}{4}$ del patrón original, con un pozo inyector y un pozo productor, las etapas de producción fueron exactamente las mismas y la tasa de inyección fue de 3500 bn/d.

Los dos patrones fueron comparados en cuanto a la producción de crudo, agua y gas, el tiempo de irrupción del agua, las tasas de producción de crudo y líquido y el mantenimiento de presión en el yacimiento.

En las Figs. II.1 y II.2 se muestra la presión del yacimiento (curva roja), la presión en el fondo del pozo (curva verde), la tasa de petróleo y la tasa de líquido, curvas azul oscuro y azul claro respectivamente, para el caso de 5 pozos y para el caso del elemento de simetría.

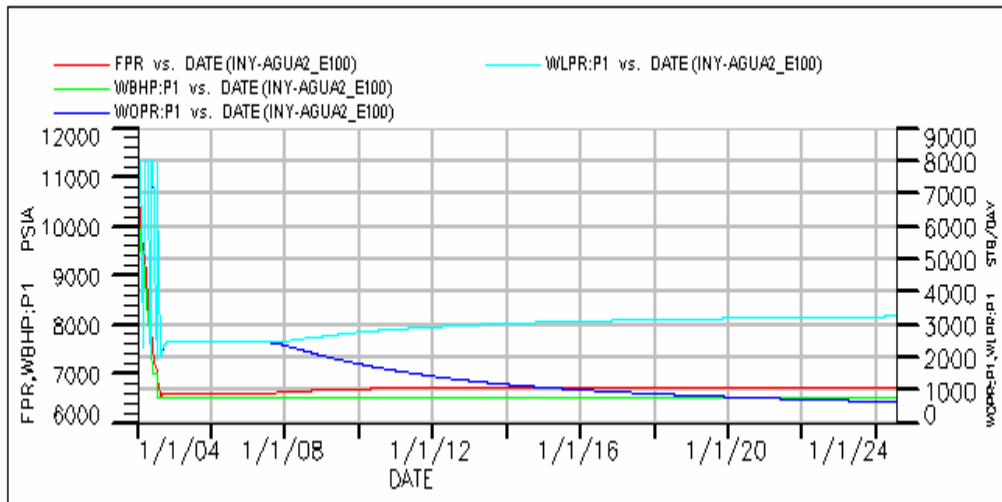


Fig. II.1 Arreglo de 5 pozos con Inyección de Agua

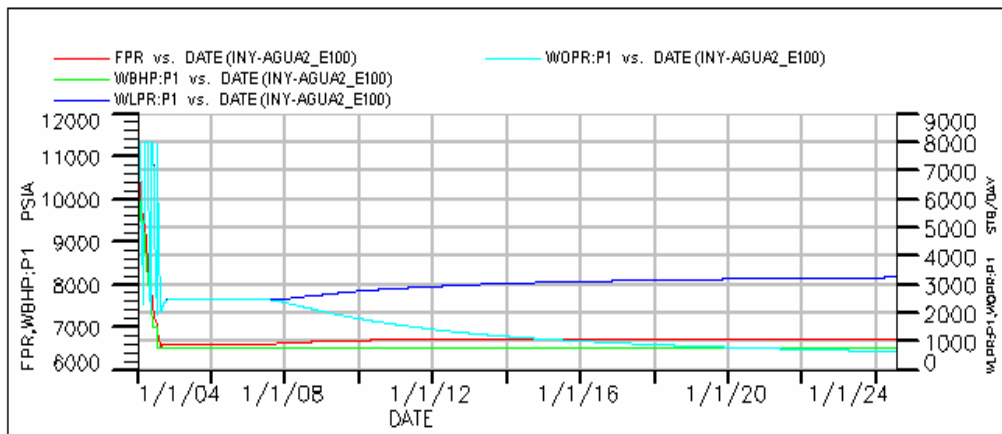


Fig. II.2 Elemento de simetría con Inyección de Agua

En las Figs. II.1 y II.2 se observan las tasas de producción de líquido y crudo, la tasa de líquido es cercana a los 3200 bn/d y la tasa de crudo a los 700 bn/d, la presión de yacimiento para el final de la etapa de inyección se mantuvo en 6800 lpc.

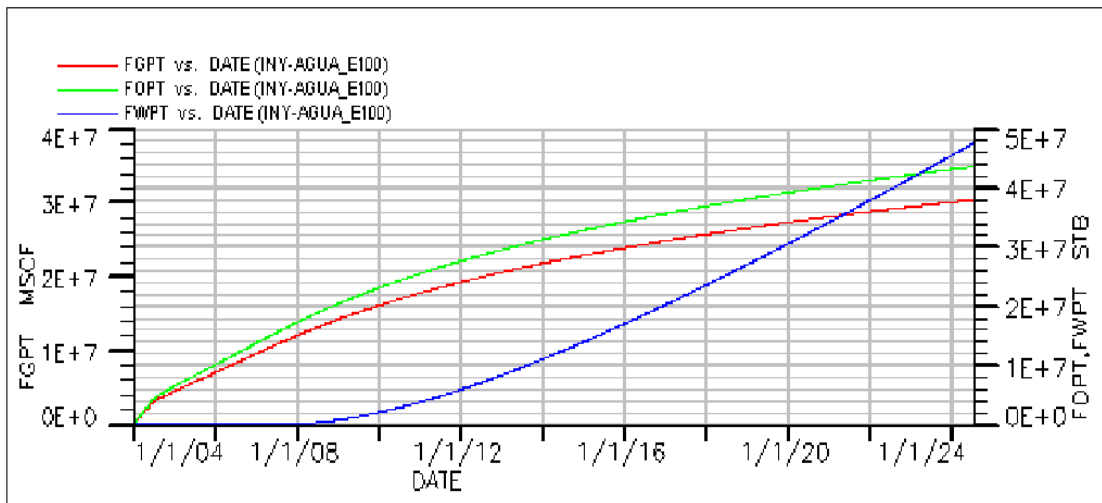


Fig. II.3 Arreglo de 5 pozos con Inyección de Agua

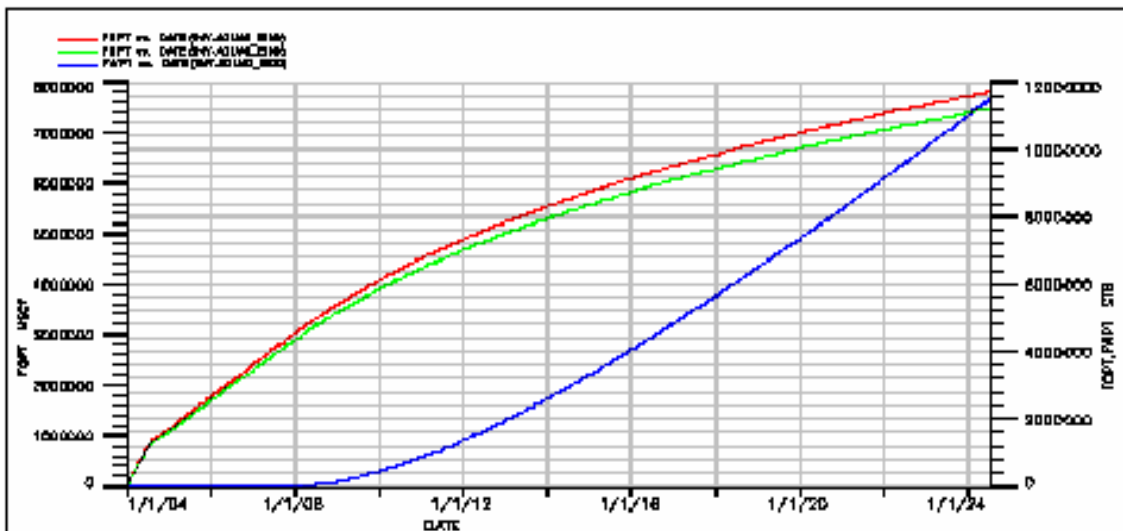


Fig. II.4 Elemento de simetría con Inyección de Agua

En las Figs. II.3 y II.4 se presenta la producción de gas (curva roja), la producción de petróleo (curva verde) y la producción de agua (curva azul) para los dos casos estudiados.

También se evaluaron las producciones totales del campo obteniéndose un recobro de 44 millones de barriles para el arreglo de 5 pozos, en un tiempo de producción de 20 años, como se observa en la Fig. II.3 y para el elemento de simetría, Fig. II.4, la producción es de 11 millones de barriles. Este escenario se presentó tanto para la producción de agua y gas.

ARCHIVO DE DATOS DEL MODELO WAGHYSTR

```

--
-----
-- Office Simulation File (DATA) Data Section Version 2002A Jul 14 2002
-----
--
-- File: AGA_3_MESES_E100.DATA
-- Created on: 13-Aug-2004 at: 13:10:07
--
-- *****
-- *                               *
-- *           WARNING             *
-- * THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED. *
-- * ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA. *
-- *                               *
-- *****
--
RUNSPEC

TITLE
AGA TEST CASE

START
1 'JAN' 2003 /

FIELD

UNIFOUT

GAS

OIL

WATER

DISGAS

BIGMODEL

NSTACK
-50 /

MONITOR

NONNC

RSSPEC

NOINSPEC

SATOPTS
'HYSTER' /

DIMENS
29 29 8 /

EQLDIMS

```



```

1 100 50 1 20 /

REGDIMS
1 1 0 0 /

TABDIMS
2 1 20 23 1 20 20 1 /

WELLDIMS
7 17 2 7 /

MESSAGES
9* 80000 2* /

GRID

GRIDFILE
2 /

INIT

INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_mesese_gopp.INC' /

INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_mesese_ggo.INC' /

INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_mesese_gpro.INC' /

-----
-- Office Grid Properties (GRDPROP) Data Section Version 2002A Jul 14 2002
-----
--
-- File: 6M_GPRO.INC
-- Created on: 01-Jul-2004 at: 14:25:21
--
-- *****
-- *                               *
-- *   WARNING                       *
-- *   THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.   *
-- *   ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA. *
-- *   *****
--
--
EQUALS
PORO 0.12 /
/

--*BOX panel edit: PERMX set equal to 24 mD for box (1:29, 1:29, 1:1)
BOX
1 29 1 29 1 1 /
EQUALS
PERMX 24 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMX set equal to 50 mD for box (1:29, 1:29, 2:2)
BOX
1 29 1 29 2 2 /

```

```
EQUALS
PERMX 50 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMX set equal to 60 mD for box (1:29, 1:29, 3:3)
BOX
 1 29 1 29 3 3 /
EQUALS
PERMX 60 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMX set equal to 70 mD for box (1:29, 1:29, 4:4)
BOX
 1 29 1 29 4 4 /
EQUALS
PERMX 70 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMX set equal to 50 mD for box (1:29, 1:29, 5:5)
BOX
 1 29 1 29 5 5 /
EQUALS
PERMX 50 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMX set equal to 20 mD for box (1:29, 1:29, 6:6)
BOX
 1 29 1 29 6 6 /
EQUALS
PERMX 20 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMX set equal to 10 mD for box (1:29, 1:29, 7:7)
BOX
 1 29 1 29 7 7 /
EQUALS
PERMX 10 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMX set equal to 10 mD for box (1:29, 1:29, 8:8)
BOX
 1 29 1 29 8 8 /
EQUALS
PERMX 10 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMX set equal to 5 mD for box (1:29, 1:29, 8:8)
BOX
 1 29 1 29 8 8 /
EQUALS
PERMX 5 /
```

```

/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMY set equal to 24 mD for box (1:29, 1:29, 1:1)
BOX
 1 29 1 29 1 1 /
EQUALS
PERMY 24 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMY set equal to 50 mD for box (1:29, 1:29, 2:2)
BOX
 1 29 1 29 2 2 /
EQUALS
PERMY 50 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMY set equal to 60 mD for box (1:29, 1:29, 3:3)
BOX
 1 29 1 29 3 3 /
EQUALS
PERMY 60 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMY set equal to 70 mD for box (1:29, 1:29, 4:4)
BOX
 1 29 1 29 4 4 /
EQUALS
PERMY 70 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMY set equal to 50 mD for box (1:29, 1:29, 5:5)
BOX
 1 29 1 29 5 5 /
EQUALS
PERMY 50 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMY set equal to 20 mD for box (1:29, 1:29, 6:6)
BOX
 1 29 1 29 6 6 /
EQUALS
PERMY 20 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMY set equal to 10 mD for box (1:29, 1:29, 7:7)
BOX
 1 29 1 29 7 7 /
EQUALS
PERMY 10 /
/
ENDBOX

```

```
--*BOX panel edit: PERMY set equal to 5 mD for box (1:29, 1:29, 8:8)
BOX
 1 29 1 29 8 8 /
EQUALS
PERMY 5 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 2.4 mD for box (1:29, 1:29, 1:1)
BOX
 1 29 1 29 1 1 /
EQUALS
PERMZ 2.4 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 5 mD for box (1:29, 1:29, 2:2)
BOX
 1 29 1 29 2 2 /
EQUALS
PERMZ 5 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 6 mD for box (1:29, 1:29, 3:3)
BOX
 1 29 1 29 3 3 /
EQUALS
PERMZ 6 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 7 mD for box (1:29, 1:29, 4:4)
BOX
 1 29 1 29 4 4 /
EQUALS
PERMZ 7 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 5 mD for box (1:29, 1:29, 5:5)
BOX
 1 29 1 29 5 5 /
EQUALS
PERMZ 5 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 2 mD for box (1:29, 1:29, 6:6)
BOX
 1 29 1 29 6 6 /
EQUALS
PERMZ 2 /
/
ENDBOX
```

```
--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 1 mD for box (1:29, 1:29, 7:7)
```

```

BOX
 1 29 1 29 7 7 /
EQUALS
PERMZ 1 /
/
ENDBOX

--*BOX panel edit: PERMZ set equal to 0.5 mD for box (1:29, 1:29, 8:8)
BOX
 1 29 1 29 8 8 /
EQUALS
PERMZ 0.5 /
/
ENDBOX

INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_mesese_goth.INC' /

PROPS

INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_mesese_pvt.INC' /

-- OFFICE-PVTN-HEADER-DATA
-- Correlation Data
-- -----
--
--
--
--
RPTPROPS
--
-- PROPS Reporting Options
--
/
PVTW
--
-- Water PVT Properties
--
    10000    1*    1*    1*    1*
/

ROCK
--
-- Rock Properties
--
    10000  3e-006
/

PVTO
--
-- Live Oil PVT Properties (Dissolved Gas)
--
0        15        1.092    1.18 /
0.11    500        1.178    1.1 /

```

0.213	1000	1.25	1/
0.289	1300	1.298	0.95 /
0.375	1600	1.334	0.9 /
0.453	1900	1.378	0.84 /
0.465	2000	1.385	0.8165 /
0.538	2200	1.42	0.77 /
0.626	2500	1.465	0.67 /
0.697	2835	1.4778	0.61
	2900	1.477	0.6295
	3000	1.4765	0.65
	3300	1.476	0.6798
	3500	1.4755	0.6964
	3700	1.475	0.72
	4000	1.4745	0.745
	4100	1.474	0.7582
	4300	1.4735	0.7721
	4500	1.473	0.78
	4700	1.4725	0.7915
	4900	1.472	0.7959
	5100	1.4715	0.8
	5300	1.471	0.8046
	5500	1.4705	0.8099
	6000	1.47	0.8195
	6500	1.4695	0.828
	7000	1.469	0.8319
	7500	1.4685	0.839
	8000	1.468	0.8399
	9000	1.4675	0.8417
	10000	1.467	0.8435
	11000	1.4665	0.8453 /

/

PVDG

--

-- Dry Gas PVT Properties (No Vapourised Oil)

--

14.7	259.91122	0.015194028
500	7.3805365	0.015559396

1000	3.5920966	0.016183529
1500	2.3521198	0.016991892
2000	1.7480009	0.017955237
2500	1.3972188	0.019045922
3000	1.1722665	0.020232428
3500	1.0184982	0.021480296
4000	0.90859084	0.022754598
4500	0.82736516	0.0240275
5000	0.76571345	0.025271941
5500	0.71783994	0.026468652
6000	0.67988079	0.027609902
6500	0.64916102	0.028691837
7000	0.62376993	0.029719044
7500	0.60230636	0.030699114
8000	0.58371941	0.031646054
8500	0.56720547	0.032577238
9000	0.55213952	0.033510056
9500	0.53802809	0.034464065
10000	0.52447644	0.035467026
11000	0.49737314	0.0362

/

DENSITY

--

-- Fluid Densities at Surface Conditions

--

57.01 62.37 0.066788

/

INCLUDE

'd:\TASA A 3500\AGA_3_meses_scal.INC' /

-- OFFICE-SCAL-HEADER-DATA

--

 -- Office SCAL Keywords

--

RPTPROPS

--

-- PROPS Reporting Options

--

/

EHYSTR

--

-- Hysteresis Parameters

```

--
  0.1  4  1  2.5 'BOTH' 'RETR' 'DRAIN' 'GAS'
/
-----
-- Office SCAL (SCAL) Data Section Version 2002A Jul 14 2002
-----
--
-- File: agareduce_scal.inc
-- Created on: 19-Feb-2004 at: 10:35:50
--
-- *****
-- *                               *
-- *           WARNING             *
-- *   THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.   *
-- *   ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA. *
-- *                               *
-- *****
--
-- OFFICE-SCAL-HEADER-DATA
STONE1
--
-- Stone's Rel Perm Model 1
--
SWFN
--
-- Water Saturation Functions
--
0.2  0      6
0.25 0.005  5
0.3   0.01  4
0.35  0.015 3
0.4   0.022 2.4
0.45  0.0305 1.9
0.514 0.048  1.4
0.55  0.06492 1
0.6   0.10342 0.7
0.65  0.15642 0.4
0.7   0.22692 0.25
0.755 0.32    0.1
1     1      0
/
0.2  0      6
0.25 0.04    3
0.3   0.3    2
0.35  0.1666 1.15
0.4   0.2366 0.6
0.45  0.3066 0.3
0.5   0.3766 0.12

```


0.55	0.4466	0
1	1	0

/

SOF3

--

-- Oil Saturation Functions

--

0	0	0
0.1	0.02	0
0.2	0.045	0
0.25	0.06	0.003
0.3	0.084	0.008
0.357	0.119	0.018
0.4	0.169	0.0309
0.45	0.231	0.0649
0.5	0.304	0.1149
0.55	0.3885	0.1879
0.6	0.4865	0.2879
0.65	0.5865	0.4089
0.7	0.6865	0.5514
0.75	0.7865	0.72

/

0	0	0
0.2	0	0
0.267	0	0.048
0.312	0	0.14
0.35	0	0.4
0.4	0	0.9
0.5	0.02	0.9
0.55	0.06	0.9
0.6	0.1415	0.9
0.65	0.2615	0.9
0.7	0.424	0.9
0.75	0.64	0.9
0.8	0.9	0.9

/

WAGHYSTR

```
--
-- WAG Hysteresis Parameters
--
0.58 1 'YES' 'YES' 'YES' 0.1 1* 1
/
0.58 1 'YES' 'YES' 'YES' 0.1 1* 1
/
```

SGFN

```
--
-- Gas Saturation Functions
--
```

```
0 0 0
0.05 0 0.09
0.1 0.0175 0.208
0.15 0.045 0.3645
0.2 0.083 0.57
0.25 0.1315 0.8155
0.3 0.188 1.0905
0.35 0.248 1.3875
0.4 0.318 1.69
0.45 0.398 2
0.5 0.488 2.32
0.55 0.5955 2.64
```

```
/
0 0 0
0.4 0 0
0.45 0.066 0.08
0.5 0.186 0.29
0.55 0.4 0.935
0.6 0.75 3
```

```
/
REGIONS
```

```
INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_mesese_reg.INC' /
```

```
--
-----
-- Office REG (REG) Data Section Version 2002A Jul 14 2002
```

```

-----
--
-- File: AGA_3_mesese_reg.INC
-- Created on: 22-Jul-2004 at: 16:35:38
--
-- *****
-- *                               *
-- *           WARNING             *
-- * THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED. *
-- * ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA. *
-- *                               *
-- *****
--
-- OFFICE-REGION-HEADER-DATA
--
-- Off REG Regions:      2
-- Off REG Array: "IMBNUM"
-- Off REG Array: "SATNUM"
--
-----
-- Office REG Keywords
-----
--
--
--
--
-- BOX
--   1   29   1   29   1   3 /
-- IMBNUM
-- 2523*2
-- /
-- ENDBOX
-- BOX
--   1   29   1   23   4   4 /
-- IMBNUM
-- 667*2
-- /
-- ENDBOX
-- BOX
--   1   10   24   24   4   4 /
-- IMBNUM
-- 10*2
-- /
-- ENDBOX
-- BOX
--   1   29   1   29   1   3 /
-- SATNUM
-- 2523*1
-- /
-- ENDBOX
-- BOX
--   1   29   1   23   4   4 /
-- SATNUM
-- 667*1
-- /
-- ENDBOX
-- BOX
--   1   10   24   24   4   4 /
-- SATNUM
-- 10*1

```

```

/
ENDBOX

SOLUTION

INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_mesese_init.INC' /

--
-----
-- Office INIT (INIT) Data Section Version 2002A Jul 14 2002
-----
--
-- File: AGA_3_mesese_init.INC
-- Created on: 22-Jul-2004 at: 16:35:38
--
-- *****
-- *              WARNING              *
-- *     THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.     *
-- *     ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA. *
-- *****
--
-- OFFICE-INIT-HEADER-DATA
--
-----
-- Office INIT Keywords
-----
--
EQUIL
--
-- Equilibration Data Specification
--
15900 10000 20000  0  0  0  1  1*  1*
/

RSVD
--
-- Rs v Depth
--
15750  0.697
20000  0.697
/

DEBUG
--
-- Controls on Debug Output
--
11000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000
0000000000/
RPTSOL
--
-- Initialisation Print Output
--
'SOIL' 'SWAT' 'SGAS' 'RESTART=2' /

SUMMARY

```

INCLUDE
'd:\TASA A 3500\AGA_3_meses_sum.INC' /

DATE
FGIR
FGPP
FGPT
FLPR
FOE
FOIP
FOPT
FPR
FWCT
FWIR
FWPP
FWPT
GGPP
/
GLPR
/
GWPP
/
TCPU
TCPUDAY
TCPUTS
WBHP
/
WBHP
'I' /
WBHP
'I2' /
WBHP
'P1' /
WGIR
/
WGIT
/
WGOR
/
WGPP
/
WGPR
/
WLPR
/
WOPR
'P1' /
WWCT
/
WWIR
/
WWIT
/
WWPP
/
WWPR
/
--


```

-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 3 29 29 3
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 4 29 29 4
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 5 29 29 5
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 6 29 29 6
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 7 29 29 7
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 8 29 29 8
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Well: 3 10 10 100 10 0 8
-- Off SCHED Name: "P1" ""
-- Off SCHED Completion: 1 10 10 1
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 2 10 10 2
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 3 10 10 3
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 4 10 10 4
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 5 10 10 5
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 6 10 10 6
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 7 10 10 7
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Completion: 8 10 10 8
-- Off SCHED LGR:""
-- Off SCHED Compdat: 0.25 -9.9999999e+032
-- Off SCHED Groups:      1
-- Off SCHED Group: "G"
-- Off SCHED Times:      334
-- Off SCHED Date: 1 1 2003 0
-- Off SCHED Time: 0 0
-- Off SCHED Date: 31 1 2003 1
-- Off SCHED Time: 30 30
-- Off SCHED Date: 2 3 2003 1
-- Off SCHED Time: 30 60
-- Off SCHED Date: 27 3 2003 1
-- Off SCHED Time: 25 85
-- Off SCHED Date: 1 4 2003 1
-- Off SCHED Time: 5 90

```

-- Off SCHED Date: 1 5 2003 1
-- Off SCHED Time: 30 120
-- Off SCHED Date: 31 5 2003 1
-- Off SCHED Time: 30 150
-- Off SCHED Date: 20 6 2003 1
-- Off SCHED Time: 20 170
-- Off SCHED Date: 30 6 2003 1
-- Off SCHED Time: 10 180
-- Off SCHED Date: 30 7 2003 1
-- Off SCHED Time: 30 210
-- Off SCHED Date: 29 8 2003 1
-- Off SCHED Time: 30 240
-- Off SCHED Date: 28 9 2003 1
-- Off SCHED Time: 30 270
-- Off SCHED Date: 13 10 2003 1
-- Off SCHED Time: 15 285
-- Off SCHED Date: 11 1 2004 1
-- Off SCHED Time: 90 375
-- Off SCHED Date: 18 1 2004 1
-- Off SCHED Time: 7 382
-- Off SCHED Date: 10 2 2004 1
-- Off SCHED Time: 23 405
-- Off SCHED Date: 11 5 2004 1
-- Off SCHED Time: 91 496
-- Off SCHED Date: 9 6 2004 1
-- Off SCHED Time: 29 525
-- Off SCHED Date: 10 7 2004 1
-- Off SCHED Time: 31 556
-- Off SCHED Date: 11 7 2004 1
-- Off SCHED Time: 1 557
-- Off SCHED Date: 8 8 2004 1
-- Off SCHED Time: 28 585
-- Off SCHED Date: 8 9 2004 1
-- Off SCHED Time: 31 616
-- Off SCHED Date: 16 9 2004 1
-- Off SCHED Time: 8 624
-- Off SCHED Date: 17 9 2004 1
-- Off SCHED Time: 1 625
-- Off SCHED Date: 27 9 2004 1
-- Off SCHED Time: 10 635
-- Off SCHED Date: 7 10 2004 1
-- Off SCHED Time: 10 645
-- Off SCHED Date: 6 11 2004 1
-- Off SCHED Time: 30 675
-- Off SCHED Date: 7 11 2004 1
-- Off SCHED Time: 1 676
-- Off SCHED Date: 22 11 2004 1
-- Off SCHED Time: 15 691
-- Off SCHED Date: 26 11 2004 1
-- Off SCHED Time: 4 695
-- Off SCHED Date: 3 12 2004 1
-- Off SCHED Time: 7 702
-- Off SCHED Date: 6 12 2004 1
-- Off SCHED Time: 3 705
-- Off SCHED Date: 7 12 2004 1
-- Off SCHED Time: 1 706
-- Off SCHED Date: 6 1 2005 1
-- Off SCHED Time: 30 736

-- Off SCHED Date: 4 2 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 765
-- Off SCHED Date: 5 2 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 766
-- Off SCHED Date: 6 3 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 795
-- Off SCHED Date: 7 3 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 796
-- Off SCHED Date: 5 4 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 825
-- Off SCHED Date: 6 4 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 826
-- Off SCHED Date: 5 5 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 855
-- Off SCHED Date: 6 5 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 856
-- Off SCHED Date: 4 6 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 885
-- Off SCHED Date: 5 6 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 886
-- Off SCHED Date: 5 7 2005 1
-- Off SCHED Time: 30 916
-- Off SCHED Date: 3 8 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 945
-- Off SCHED Date: 4 8 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 946
-- Off SCHED Date: 3 9 2005 1
-- Off SCHED Time: 30 976
-- Off SCHED Date: 2 10 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 1005
-- Off SCHED Date: 3 10 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 1006
-- Off SCHED Date: 2 11 2005 1
-- Off SCHED Time: 30 1036
-- Off SCHED Date: 1 12 2005 1
-- Off SCHED Time: 29 1065
-- Off SCHED Date: 2 12 2005 1
-- Off SCHED Time: 1 1066
-- Off SCHED Date: 1 1 2006 1
-- Off SCHED Time: 30 1096
-- Off SCHED Date: 30 1 2006 1
-- Off SCHED Time: 29 1125
-- Off SCHED Date: 31 1 2006 1
-- Off SCHED Time: 1 1126
-- Off SCHED Date: 2 3 2006 1
-- Off SCHED Time: 30 1156
-- Off SCHED Date: 31 3 2006 1
-- Off SCHED Time: 29 1185
-- Off SCHED Date: 1 4 2006 1
-- Off SCHED Time: 1 1186
-- Off SCHED Date: 1 5 2006 1
-- Off SCHED Time: 30 1216
-- Off SCHED Date: 30 5 2006 1
-- Off SCHED Time: 29 1245
-- Off SCHED Date: 30 6 2006 1
-- Off SCHED Time: 31 1276
-- Off SCHED Date: 29 7 2006 1
-- Off SCHED Time: 29 1305

-- Off SCHED Date: 29 8 2006 1
-- Off SCHED Time: 31 1336
-- Off SCHED Date: 27 9 2006 1
-- Off SCHED Time: 29 1365
-- Off SCHED Date: 28 10 2006 1
-- Off SCHED Time: 31 1396
-- Off SCHED Date: 26 11 2006 1
-- Off SCHED Time: 29 1425
-- Off SCHED Date: 27 12 2006 1
-- Off SCHED Time: 31 1456
-- Off SCHED Date: 25 1 2007 1
-- Off SCHED Time: 29 1485
-- Off SCHED Date: 25 2 2007 1
-- Off SCHED Time: 31 1516
-- Off SCHED Date: 26 3 2007 1
-- Off SCHED Time: 29 1545
-- Off SCHED Date: 26 4 2007 1
-- Off SCHED Time: 31 1576
-- Off SCHED Date: 25 5 2007 1
-- Off SCHED Time: 29 1605
-- Off SCHED Date: 25 6 2007 1
-- Off SCHED Time: 31 1636
-- Off SCHED Date: 24 7 2007 1
-- Off SCHED Time: 29 1665
-- Off SCHED Date: 24 8 2007 1
-- Off SCHED Time: 31 1696
-- Off SCHED Date: 22 9 2007 1
-- Off SCHED Time: 29 1725
-- Off SCHED Date: 23 10 2007 1
-- Off SCHED Time: 31 1756
-- Off SCHED Date: 21 11 2007 1
-- Off SCHED Time: 29 1785
-- Off SCHED Date: 22 12 2007 1
-- Off SCHED Time: 31 1816
-- Off SCHED Date: 20 1 2008 1
-- Off SCHED Time: 29 1845
-- Off SCHED Date: 20 2 2008 1
-- Off SCHED Time: 31 1876
-- Off SCHED Date: 20 3 2008 1
-- Off SCHED Time: 29 1905
-- Off SCHED Date: 21 3 2008 1
-- Off SCHED Time: 1 1906
-- Off SCHED Date: 20 4 2008 1
-- Off SCHED Time: 30 1936
-- Off SCHED Date: 19 5 2008 1
-- Off SCHED Time: 29 1965
-- Off SCHED Date: 20 5 2008 1
-- Off SCHED Time: 1 1966
-- Off SCHED Date: 19 6 2008 1
-- Off SCHED Time: 30 1996
-- Off SCHED Date: 18 7 2008 1
-- Off SCHED Time: 29 2025
-- Off SCHED Date: 18 8 2008 1
-- Off SCHED Time: 31 2056
-- Off SCHED Date: 16 9 2008 1
-- Off SCHED Time: 29 2085
-- Off SCHED Date: 13 10 2008 1
-- Off SCHED Time: 27 2112

-- Off SCHED Date: 17 10 2008 1
-- Off SCHED Time: 4 2116
-- Off SCHED Date: 15 11 2008 1
-- Off SCHED Time: 29 2145
-- Off SCHED Date: 15 12 2008 1
-- Off SCHED Time: 30 2175
-- Off SCHED Date: 16 12 2008 1
-- Off SCHED Time: 1 2176
-- Off SCHED Date: 14 1 2009 1
-- Off SCHED Time: 29 2205
-- Off SCHED Date: 13 2 2009 1
-- Off SCHED Time: 30 2235
-- Off SCHED Date: 14 2 2009 1
-- Off SCHED Time: 1 2236
-- Off SCHED Date: 15 3 2009 1
-- Off SCHED Time: 29 2265
-- Off SCHED Date: 15 4 2009 1
-- Off SCHED Time: 31 2296
-- Off SCHED Date: 14 5 2009 1
-- Off SCHED Time: 29 2325
-- Off SCHED Date: 15 5 2009 1
-- Off SCHED Time: 1 2326
-- Off SCHED Date: 13 6 2009 1
-- Off SCHED Time: 29 2355
-- Off SCHED Date: 14 6 2009 1
-- Off SCHED Time: 1 2356
-- Off SCHED Date: 13 7 2009 1
-- Off SCHED Time: 29 2385
-- Off SCHED Date: 13 8 2009 1
-- Off SCHED Time: 31 2416
-- Off SCHED Date: 28 8 2009 1
-- Off SCHED Time: 15 2431
-- Off SCHED Date: 11 9 2009 1
-- Off SCHED Time: 14 2445
-- Off SCHED Date: 12 9 2009 1
-- Off SCHED Time: 1 2446
-- Off SCHED Date: 12 10 2009 1
-- Off SCHED Time: 30 2476
-- Off SCHED Date: 10 11 2009 1
-- Off SCHED Time: 29 2505
-- Off SCHED Date: 11 11 2009 1
-- Off SCHED Time: 1 2506
-- Off SCHED Date: 22 11 2009 1
-- Off SCHED Time: 11 2517
-- Off SCHED Date: 30 11 2009 1
-- Off SCHED Time: 8 2525
-- Off SCHED Date: 10 12 2009 1
-- Off SCHED Time: 10 2535
-- Off SCHED Date: 11 12 2009 1
-- Off SCHED Time: 1 2536
-- Off SCHED Date: 16 12 2009 1
-- Off SCHED Time: 5 2541
-- Off SCHED Date: 26 12 2009 1
-- Off SCHED Time: 10 2551
-- Off SCHED Date: 29 12 2009 1
-- Off SCHED Time: 3 2554
-- Off SCHED Date: 9 1 2010 1
-- Off SCHED Time: 11 2565

-- Off SCHED Date: 10 1 2010 1
-- Off SCHED Time: 1 2566
-- Off SCHED Date: 9 2 2010 1
-- Off SCHED Time: 30 2596
-- Off SCHED Date: 10 3 2010 1
-- Off SCHED Time: 29 2625
-- Off SCHED Date: 11 3 2010 1
-- Off SCHED Time: 1 2626
-- Off SCHED Date: 10 4 2010 1
-- Off SCHED Time: 30 2656
-- Off SCHED Date: 6 5 2010 1
-- Off SCHED Time: 26 2682
-- Off SCHED Date: 9 5 2010 1
-- Off SCHED Time: 3 2685
-- Off SCHED Date: 11 5 2010 1
-- Off SCHED Time: 2 2687
-- Off SCHED Date: 26 5 2010 1
-- Off SCHED Time: 15 2702
-- Off SCHED Date: 8 6 2010 1
-- Off SCHED Time: 13 2715
-- Off SCHED Date: 9 6 2010 1
-- Off SCHED Time: 1 2716
-- Off SCHED Date: 12 6 2010 1
-- Off SCHED Time: 3 2719
-- Off SCHED Date: 22 6 2010 1
-- Off SCHED Time: 10 2729
-- Off SCHED Date: 8 7 2010 1
-- Off SCHED Time: 16 2745
-- Off SCHED Date: 9 7 2010 1
-- Off SCHED Time: 1 2746
-- Off SCHED Date: 8 8 2010 1
-- Off SCHED Time: 30 2776
-- Off SCHED Date: 6 9 2010 1
-- Off SCHED Time: 29 2805
-- Off SCHED Date: 7 9 2010 1
-- Off SCHED Time: 1 2806
-- Off SCHED Date: 7 10 2010 1
-- Off SCHED Time: 30 2836
-- Off SCHED Date: 5 11 2010 1
-- Off SCHED Time: 29 2865
-- Off SCHED Date: 6 11 2010 1
-- Off SCHED Time: 1 2866
-- Off SCHED Date: 10 11 2010 1
-- Off SCHED Time: 4 2870
-- Off SCHED Date: 20 11 2010 1
-- Off SCHED Time: 10 2880
-- Off SCHED Date: 5 12 2010 1
-- Off SCHED Time: 15 2895
-- Off SCHED Date: 6 12 2010 1
-- Off SCHED Time: 1 2896
-- Off SCHED Date: 10 12 2010 1
-- Off SCHED Time: 4 2900
-- Off SCHED Date: 4 1 2011 1
-- Off SCHED Time: 25 2925
-- Off SCHED Date: 5 1 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 2926
-- Off SCHED Date: 4 2 2011 1
-- Off SCHED Time: 30 2956

-- Off SCHED Date: 5 3 2011 1
-- Off SCHED Time: 29 2985
-- Off SCHED Date: 6 3 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 2986
-- Off SCHED Date: 5 4 2011 1
-- Off SCHED Time: 30 3016
-- Off SCHED Date: 4 5 2011 1
-- Off SCHED Time: 29 3045
-- Off SCHED Date: 5 5 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 3046
-- Off SCHED Date: 13 5 2011 1
-- Off SCHED Time: 8 3054
-- Off SCHED Date: 16 5 2011 1
-- Off SCHED Time: 3 3057
-- Off SCHED Date: 19 5 2011 1
-- Off SCHED Time: 3 3060
-- Off SCHED Date: 3 6 2011 1
-- Off SCHED Time: 15 3075
-- Off SCHED Date: 4 6 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 3076
-- Off SCHED Date: 8 6 2011 1
-- Off SCHED Time: 4 3080
-- Off SCHED Date: 18 6 2011 1
-- Off SCHED Time: 10 3090
-- Off SCHED Date: 3 7 2011 1
-- Off SCHED Time: 15 3105
-- Off SCHED Date: 4 7 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 3106
-- Off SCHED Date: 3 8 2011 1
-- Off SCHED Time: 30 3136
-- Off SCHED Date: 1 9 2011 1
-- Off SCHED Time: 29 3165
-- Off SCHED Date: 2 9 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 3166
-- Off SCHED Date: 2 10 2011 1
-- Off SCHED Time: 30 3196
-- Off SCHED Date: 31 10 2011 1
-- Off SCHED Time: 29 3225
-- Off SCHED Date: 1 11 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 3226
-- Off SCHED Date: 19 11 2011 1
-- Off SCHED Time: 18 3244
-- Off SCHED Date: 1 12 2011 1
-- Off SCHED Time: 12 3256
-- Off SCHED Date: 30 12 2011 1
-- Off SCHED Time: 29 3285
-- Off SCHED Date: 31 12 2011 1
-- Off SCHED Time: 1 3286
-- Off SCHED Date: 24 1 2012 1
-- Off SCHED Time: 24 3310
-- Off SCHED Date: 30 1 2012 1
-- Off SCHED Time: 6 3316
-- Off SCHED Date: 28 2 2012 1
-- Off SCHED Time: 29 3345
-- Off SCHED Date: 29 2 2012 1
-- Off SCHED Time: 1 3346
-- Off SCHED Date: 30 3 2012 1
-- Off SCHED Time: 30 3376

-- Off SCHED Date: 28 4 2012 1
-- Off SCHED Time: 29 3405
-- Off SCHED Date: 29 4 2012 1
-- Off SCHED Time: 1 3406
-- Off SCHED Date: 29 5 2012 1
-- Off SCHED Time: 30 3436
-- Off SCHED Date: 27 6 2012 1
-- Off SCHED Time: 29 3465
-- Off SCHED Date: 28 6 2012 1
-- Off SCHED Time: 1 3466
-- Off SCHED Date: 28 7 2012 1
-- Off SCHED Time: 30 3496
-- Off SCHED Date: 26 8 2012 1
-- Off SCHED Time: 29 3525
-- Off SCHED Date: 27 8 2012 1
-- Off SCHED Time: 1 3526
-- Off SCHED Date: 26 9 2012 1
-- Off SCHED Time: 30 3556
-- Off SCHED Date: 25 10 2012 1
-- Off SCHED Time: 29 3585
-- Off SCHED Date: 26 10 2012 1
-- Off SCHED Time: 1 3586
-- Off SCHED Date: 25 11 2012 1
-- Off SCHED Time: 30 3616
-- Off SCHED Date: 24 12 2012 1
-- Off SCHED Time: 29 3645
-- Off SCHED Date: 25 12 2012 1
-- Off SCHED Time: 1 3646
-- Off SCHED Date: 4 1 2013 1
-- Off SCHED Time: 10 3656
-- Off SCHED Date: 24 1 2013 1
-- Off SCHED Time: 20 3676
-- Off SCHED Date: 2 2 2013 1
-- Off SCHED Time: 9 3685
-- Off SCHED Date: 3 2 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 3686
-- Off SCHED Date: 22 2 2013 1
-- Off SCHED Time: 19 3705
-- Off SCHED Date: 23 2 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 3706
-- Off SCHED Date: 25 3 2013 1
-- Off SCHED Time: 30 3736
-- Off SCHED Date: 3 4 2013 1
-- Off SCHED Time: 9 3745
-- Off SCHED Date: 4 4 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 3746
-- Off SCHED Date: 23 4 2013 1
-- Off SCHED Time: 19 3765
-- Off SCHED Date: 24 4 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 3766
-- Off SCHED Date: 4 5 2013 1
-- Off SCHED Time: 10 3776
-- Off SCHED Date: 24 5 2013 1
-- Off SCHED Time: 20 3796
-- Off SCHED Date: 22 6 2013 1
-- Off SCHED Time: 29 3825
-- Off SCHED Date: 23 6 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 3826

-- Off SCHED Date: 23 7 2013 1
-- Off SCHED Time: 30 3856
-- Off SCHED Date: 21 8 2013 1
-- Off SCHED Time: 29 3885
-- Off SCHED Date: 22 8 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 3886
-- Off SCHED Date: 21 9 2013 1
-- Off SCHED Time: 30 3916
-- Off SCHED Date: 20 10 2013 1
-- Off SCHED Time: 29 3945
-- Off SCHED Date: 21 10 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 3946
-- Off SCHED Date: 20 11 2013 1
-- Off SCHED Time: 30 3976
-- Off SCHED Date: 19 12 2013 1
-- Off SCHED Time: 29 4005
-- Off SCHED Date: 20 12 2013 1
-- Off SCHED Time: 1 4006
-- Off SCHED Date: 19 1 2014 1
-- Off SCHED Time: 30 4036
-- Off SCHED Date: 17 2 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4065
-- Off SCHED Date: 18 2 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4066
-- Off SCHED Date: 20 3 2014 1
-- Off SCHED Time: 30 4096
-- Off SCHED Date: 18 4 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4125
-- Off SCHED Date: 19 4 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4126
-- Off SCHED Date: 18 5 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4155
-- Off SCHED Date: 19 5 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4156
-- Off SCHED Date: 17 6 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4185
-- Off SCHED Date: 18 6 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4186
-- Off SCHED Date: 18 7 2014 1
-- Off SCHED Time: 30 4216
-- Off SCHED Date: 16 8 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4245
-- Off SCHED Date: 17 8 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4246
-- Off SCHED Date: 16 9 2014 1
-- Off SCHED Time: 30 4276
-- Off SCHED Date: 15 10 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4305
-- Off SCHED Date: 16 10 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4306
-- Off SCHED Date: 14 11 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4335
-- Off SCHED Date: 15 11 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4336
-- Off SCHED Date: 14 12 2014 1
-- Off SCHED Time: 29 4365
-- Off SCHED Date: 15 12 2014 1
-- Off SCHED Time: 1 4366

-- Off SCHED Date: 14 1 2015 1
-- Off SCHED Time: 30 4396
-- Off SCHED Date: 12 2 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4425
-- Off SCHED Date: 13 2 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4426
-- Off SCHED Date: 15 3 2015 1
-- Off SCHED Time: 30 4456
-- Off SCHED Date: 13 4 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4485
-- Off SCHED Date: 14 4 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4486
-- Off SCHED Date: 13 5 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4515
-- Off SCHED Date: 14 5 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4516
-- Off SCHED Date: 12 6 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4545
-- Off SCHED Date: 13 6 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4546
-- Off SCHED Date: 13 7 2015 1
-- Off SCHED Time: 30 4576
-- Off SCHED Date: 11 8 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4605
-- Off SCHED Date: 12 8 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4606
-- Off SCHED Date: 11 9 2015 1
-- Off SCHED Time: 30 4636
-- Off SCHED Date: 10 10 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4665
-- Off SCHED Date: 11 10 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4666
-- Off SCHED Date: 9 11 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4695
-- Off SCHED Date: 10 11 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4696
-- Off SCHED Date: 9 12 2015 1
-- Off SCHED Time: 29 4725
-- Off SCHED Date: 10 12 2015 1
-- Off SCHED Time: 1 4726
-- Off SCHED Date: 9 1 2016 1
-- Off SCHED Time: 30 4756
-- Off SCHED Date: 7 2 2016 1
-- Off SCHED Time: 29 4785
-- Off SCHED Date: 8 2 2016 1
-- Off SCHED Time: 1 4786
-- Off SCHED Date: 9 3 2016 1
-- Off SCHED Time: 30 4816
-- Off SCHED Date: 7 4 2016 1
-- Off SCHED Time: 29 4845
-- Off SCHED Date: 8 4 2016 1
-- Off SCHED Time: 1 4846
-- Off SCHED Date: 7 5 2016 1
-- Off SCHED Time: 29 4875
-- Off SCHED Date: 8 5 2016 1
-- Off SCHED Time: 1 4876
-- Off SCHED Date: 6 6 2016 1
-- Off SCHED Time: 29 4905

-- Off SCHED Date: 7 6 2016 1
-- Off SCHED Time: 1 4906
-- Off SCHED Date: 7 7 2016 1
-- Off SCHED Time: 30 4936
-- Off SCHED Date: 5 8 2016 1
-- Off SCHED Time: 29 4965
-- Off SCHED Date: 6 8 2016 1
-- Off SCHED Time: 1 4966
-- Off SCHED Date: 5 9 2016 1
-- Off SCHED Time: 30 4996
-- Off SCHED Date: 4 10 2016 1
-- Off SCHED Time: 29 5025
-- Off SCHED Date: 5 10 2016 1
-- Off SCHED Time: 1 5026
-- Off SCHED Date: 4 11 2016 1
-- Off SCHED Time: 30 5056
-- Off SCHED Date: 4 12 2016 1
-- Off SCHED Time: 30 5086
-- Off SCHED Date: 3 1 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5116
-- Off SCHED Date: 2 2 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5146
-- Off SCHED Date: 4 3 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5176
-- Off SCHED Date: 3 4 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5206
-- Off SCHED Date: 3 5 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5236
-- Off SCHED Date: 2 6 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5266
-- Off SCHED Date: 2 7 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5296
-- Off SCHED Date: 1 8 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5326
-- Off SCHED Date: 31 8 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5356
-- Off SCHED Date: 30 9 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5386
-- Off SCHED Date: 30 10 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5416
-- Off SCHED Date: 29 11 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5446
-- Off SCHED Date: 29 12 2017 1
-- Off SCHED Time: 30 5476
-- Off SCHED Date: 28 1 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5506
-- Off SCHED Date: 27 2 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5536
-- Off SCHED Date: 29 3 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5566
-- Off SCHED Date: 28 4 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5596
-- Off SCHED Date: 28 5 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5626
-- Off SCHED Date: 27 6 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5656
-- Off SCHED Date: 27 7 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5686

-- Off SCHED Date: 26 8 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5716
-- Off SCHED Date: 25 9 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5746
-- Off SCHED Date: 25 10 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5776
-- Off SCHED Date: 24 11 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5806
-- Off SCHED Date: 24 12 2018 1
-- Off SCHED Time: 30 5836
-- Off SCHED Date: 23 1 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 5866
-- Off SCHED Date: 22 2 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 5896
-- Off SCHED Date: 24 3 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 5926
-- Off SCHED Date: 23 4 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 5956
-- Off SCHED Date: 23 5 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 5986
-- Off SCHED Date: 22 6 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 6016
-- Off SCHED Date: 22 7 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 6046
-- Off SCHED Date: 21 8 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 6076
-- Off SCHED Date: 20 9 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 6106
-- Off SCHED Date: 20 10 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 6136
-- Off SCHED Date: 19 11 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 6166
-- Off SCHED Date: 19 12 2019 1
-- Off SCHED Time: 30 6196
-- Off SCHED Date: 18 1 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6226
-- Off SCHED Date: 17 2 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6256
-- Off SCHED Date: 18 3 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6286
-- Off SCHED Date: 17 4 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6316
-- Off SCHED Date: 17 5 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6346
-- Off SCHED Date: 16 6 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6376
-- Off SCHED Date: 16 7 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6406
-- Off SCHED Date: 15 8 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6436
-- Off SCHED Date: 14 9 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6466
-- Off SCHED Date: 14 10 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6496
-- Off SCHED Date: 13 11 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6526
-- Off SCHED Date: 13 12 2020 1
-- Off SCHED Time: 30 6556

-- Off SCHED Date: 12 1 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6586
 -- Off SCHED Date: 11 2 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6616
 -- Off SCHED Date: 13 3 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6646
 -- Off SCHED Date: 12 4 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6676
 -- Off SCHED Date: 12 5 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6706
 -- Off SCHED Date: 11 6 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6736
 -- Off SCHED Date: 11 7 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6766
 -- Off SCHED Date: 10 8 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6796
 -- Off SCHED Date: 9 9 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6826
 -- Off SCHED Date: 9 10 2021 1
 -- Off SCHED Time: 30 6856
 -- Off SCHED END: 9 10 2021

RPTSCHED

'PRES' 'SOIL' 'SWAT' 'SGAS' 'RESTART=2' 'FIP=1' 'WELLS=1' /

DRSDT

0 'ALL' /

WELSPECS

'INYAGUA' 'G' 29 29 15900 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'NO' 1* 'SEG' 1* /
 /

WELSPECS

'INYGAS' 'G' 29 29 15900 'GAS' 1* 'STD' 'SHUT' 'NO' 1* 'SEG' 1* /
 /

WELSPECS

'P1' 'G' 10 10 15900 'OIL' 1* 'STD' 'SHUT' 'NO' 1* 'SEG' 1* /
 /

COMPDAT

'INYAGUA' 29 29 1 8 'OPEN' 0 1* 0.25 3* 'Z' 1* /
 /

COMPDAT

'INYGAS' 29 29 1 8 'OPEN' 0 1* 0.25 3* 'Z' 1* /
 /

COMPDAT

'P1' 10 10 1 8 'OPEN' 0 1* 0.25 3* 'Z' 1* /
 /

WCONINJE

'INYAGUA' 'WATER' 'SHUT' 'BHP' 1* 3500 9500 3* /
 /

WCONINJE

'INYGAS' 'GAS' 'SHUT' 'BHP' 1* 3500 9500 3* /

/

WCONPROD

'P1' 'OPEN' 'BHP' 8000 4* 9500 3* /

/

NOMENCLATURA

A= Área de sección transversal perpendicular al flujo [ft²]

AGA = proceso de inyección de agua y gas en forma alternada

a* (**S_{gt}**) = factor que controla el impacto del gas atrapado sobre **S_{or}**

B_o = Factor volumétrico de formación del petróleo [Bn/By]

B_w = Factor volumétrico de formación del agua [Bn/By]

dp_o = derivada de la presión del petróleo en la dirección x

$\frac{dx}{dp_w}$ = derivada de la presión del agua en la dirección x

E_h = eficiencia de barrido horizontal, adimensional

E_m = eficiencia de desplazamiento microscópico, adimensional

E_v = eficiencia de barrido vertical, adimensional

g = Aceleración de la gravedad [ft/seg²]

g/w = relación gas-agua

k = permeabilidad, darcy

k_g = permeabilidad al gas, darcy

k_o = permeabilidad al petróleo, darcy

k_r = permeabilidad relativa, darcy

L = Longitud, ft [m]

NOMENCLATURA

M = razón de movilidad, adimensional

N_c = número capilar

p_c = presión capilar, psi [Pa]

$p_{cmáx}$ = presión capilar máxima, psi [Pa]

p_{nw} = presión capilar de la fase no mojante, psi [Pa]

p_w = presión capilar de la fase mojante, psi [Pa]

POES = Petróleo original en sitio, [Bn]

q_o = tasa de petróleo, [Bn/día]

q_w = tasa de agua, [Bn/día]

r_c = radio del canal capilar, pie

REC = recobro del petróleo, fracción

RED-GAS = reducción de k_{rg} desde flujo bifásico a flujo trifásico.

RED-WAT = *Reduce la k_{rw}*

S_g = saturación de gas, fracción

S_l = saturación de líquido, fracción

S_{or} = saturación residual de petróleo, fracción

S_{org} = saturación residual del petróleo al gas, fracción

S_{ow} = saturación de petróleo al agua, fracción

$S_{solvent}$ = saturación del solvente, fracción

NOMENCLATURA

S_w = saturación del agua, fracción

S_{wc} ó S_{wr} = saturación residual del agua, fracción

v = velocidad, ft/día

V_p = volumen poroso, [By]

α = ángulo del yacimiento con respecto a la horizontal, [°]

θ_c = ángulo de contacto, [°]

μ = viscosidad, cp

μ_g = viscosidad del gas, cp

μ_o = viscosidad del petróleo, cp

μ_s = viscosidad del solvente, cp

μ_w = viscosidad del agua, cp

ρ = densidad del fluido, lbm/cu ft [g/cm³]

ρ_g = densidad del gas, lbm/cu ft [g/cm³]

ρ_o = densidad del petróleo, lbm/cu ft [g/cm³]

ρ_s = densidad del solvente, lbm/cu ft [g/cm³]

ρ_w = densidad del agua, lbm/cu ft [g/cm³]

σ = tensión superficial e interfacial, dinas/cms

σ_o = tensión superficial e interfacial del petróleo, dinas/cms

NOMENCLATURA

σ_{os} = tensión superficial e interfacial entre la superficie y el petróleo, dinas/cms

σ_{ow} = tensión superficial e interfacial entre el agua y el petróleo, dinas/cms

σ_w = tensión superficial e interfacial del agua, dinas/cms

σ_{ws} = tensión superficial e interfacial entre la superficie y el agua, dinas/cms

ω = Parámetro de mezcla del modelo de Todd and Longstaff

ϕ = porosidad de la roca, fracción

Δh = delta de altura, ft

$\Delta \rho$ = delta de densidades, lbm/cu ft [g/cm³]

Modelo de Killough⁽¹⁸⁾

k_{rg} = permeabilidad relativa al gas, darcy

k_{rN} = permeabilidad relativa de la fase no mojante, darcy

k_{rN}^{Dr} = permeabilidad relativa de la fase no mojante en el proceso de drenaje, darcy

k_{rN}^{Im} = permeabilidad relativa de la fase no mojante en el proceso de imbibición, darcy

k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo, darcy

k_{rog} = permeabilidad relativa al petróleo en el sistema bifásico gas-petróleo, darcy

k_{row} = permeabilidad relativa al petróleo en el sistema bifásico agua-petróleo, darcy

NOMENCLATURA

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua, darcy

k_{rw}^{Dr} = permeabilidad relativa al agua en el proceso de drenaje, darcy

k_{rw}^{Im} = permeabilidad relativa al agua en el proceso de imbibición, darcy

P_c = presión capilar

P_c^{Dr} = presión capilar en el proceso de drenaje

P_c^{Im} = presión capilar en el proceso de imbibición

P_{cow} = presión capilar en el sistema bifásico agua-petróleo

S_g = Saturación de gas

S_N = Saturación de la fase no mojante

S_N^{Hyst} = Saturación histórica máxima de la fase no mojante

S_N^{Max} = Saturación máxima posible de la fase no mojante

S_{Nr} = Saturación residual o atrapada de la fase no mojante

S_{Nr}^{Max} = Saturación máxima posible residual o atrapada de la fase no mojante

S_o = Saturación de petróleo

S_w = Saturación de agua (saturación de la fase mojante)

S_{wr} = Saturación de agua connata o residual

S_w^{Hyst} = Saturación de la fase mojante usada para la generación de las curvas scanning reversas

Modelo de Francis M. Carlson⁽¹⁴⁾

C = constante de Land, constante para cada tipo de roca, característica de entrapamiento

k_{rnw} = permeabilidad relativa de la fase no mojante, darcy

S_{nw} = Saturación de la fase no mojante, fracción de espacio de poro

S_{nwc} = Saturación crítica de la fase no mojante, fracción de espacio de poro

S_{nwf} = Saturación libre o continua de la fase no mojante, fracción de espacio de poro

S_{nwi} = Saturación histórica máxima de la fase no mojante alcanzada antes del cambio de proceso desde drenaje a imbibición, fracción de espacio de poro

S_{nwr} = Saturación residual de la fase no mojante atrapada después de completada la fase mojante de imbibición cuando la curva de imbibición ha comenzado a S_{nwi} , fracción de espacio de poro

Nomenclatura de Kossack⁽³⁾

k_{rg} = permeabilidad relativa al gas, darcy

$k_{rg D}$ = permeabilidad relativa al gas en el proceso de drenaje, darcy

$k_{rg I}$ = permeabilidad relativa al gas en el proceso de imbibición, darcy

k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo, darcy

$k_{rog D}$ = permeabilidad relativa al petróleo-gas en el proceso de drenaje, darcy

NOMENCLATURA

$k_{rog I}$ = permeabilidad relativa al petróleo-gas en el proceso de imbibición, darcy

k_{row} = permeabilidad relativa al petróleo-agua, darcy

$k_{row D}$ = permeabilidad relativa al petróleo-agua en el proceso de drenaje, darcy

$k_{row I}$ = permeabilidad relativa al petróleo-agua en el proceso de imbibición, darcy

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua, darcy

$k_{rw D}$ = permeabilidad relativa al agua en el proceso de drenaje, darcy

$k_{rw I}$ = permeabilidad relativa al agua en el proceso de imbibición, darcy

p_c = presión capilar, psi [Pa]

$p_{cgo D}$ = presión capilar gas-petróleo en el proceso de drenaje, psi [Pa]

$p_{cgo I}$ = presión capilar gas-petróleo en el proceso de imbibición, psi [Pa]

$p_{cwo D}$ = presión capilar agua-petróleo en el proceso de drenaje, psi [Pa]

$p_{cwo I}$ = presión capilar agua-petróleo en el proceso de imbibición, psi [Pa]

S_{hy} = Saturación donde la curva scanning corta la curva de drenaje, fracción

S_{ncrI} = Saturación de la fase no mojante en el punto final de la curva de imbibición, fracción

S_{ncrD} = Saturación de la fase no mojante en el punto final de la curva de drenaje, fracción

NOMENCLATURA

S_{ncrt} = Saturación de la fase no mojante en el punto final de la curva *scanning*, fracción

S_g = Saturación de gas, fracción

S_o = Saturación de petróleo, fracción

S_w = Saturación de agua, fracción

$S_{wconnata}$ = Saturación de agua connota, fracción

S_w^{start} = Saturación de agua inicial en el proceso AGA, fracción