

**EVALUACION DEL EFECTO DE LA SATURACION DE GAS AL INICIO DE
UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA MEDIANETE SIMULACION
NUMERICA.**

**LAURA NATHALY ARIZA LOPEZ
JUAN MANUEL ULLOA CALVETE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**EVALUACION DEL EFECTO DE LA SATURACION DE GAS AL INICIO DE
UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA MEDIANTE SIMULACION
NUMERICA.**

**LAURA NATHALY ARIZA LOPEZ
JUAN MANUEL ULLOA CALVETE**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
DIRECTOR**

**M Sc. CLAUDIA PATRICIA SOTO TAVERA
CO - DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A quien todo lo puede.

*A mi padre Javier, mi madre Leonor y a mis hermanas Tatiana y Laura,
quienes son la principal fuente para ser cada día mejor;*

*A mi abuelita Luisa y a mis tíos Lucy y Hermes, quienes desde el más allá
iluminaron este duro y agradable camino.*

*A mis abuelos, mis tíos y todos mis familiares, quienes con sus aportes y
consejos siempre brindaron lo mejor de sí.*

*A Diana; por enseñarme tantas cosas bonitas y por ser quien es hoy lo que
es para mí; mil gracias y que Dios te ilumine.*

*A Yuly, por su infinito cariño y amistad; el camino es duro pero el éxito
esta en tus manos. Gracias por tu apoyo y confianza.*

*A Mile, por su perdurable apoyo en todos los momentos difíciles; mil
gracias por toda tu ayuda y esos buenos momentos.*

*Y el mas sincero agradecimiento a mi compañero de proyecto Laura; quien
siempre tuvo una sonrisa y una lagrima; gracias por tu apoyo, tu
colaboración y tu amistad.*

Juan Manuel Ulloa;

DEDICATORIA

*A Dios, por regalarme la vida y brindarme
La posibilidad de cumplir este logro.*

*A mis padres, quienes con amor y sacrificio hoy ven el fruto de todos
Sus esfuerzos.*

*A mis hermanos, gracias por acompañarme siempre y estar en el momento
indicado.
Ustedes son mi familia y mi sostén.*

*A mi abuelita, viejita linda que Dios la bendiga por ser tan linda y
especial.*

*A Eduar por acompañarme y ser mi apoyo siempre en
todos los momentos bonitos... Amor te quiero y deseo muchos éxitos.*

A Dianita, por ser más que mi amiga, mi hermana.

A Soto, cómplice de todas las angustias y alegrías en estos años.

Laura Nathaly Ariza López

AGRADECIMIENTOS

Los autores se permiten expresar sus más sinceros agradecimientos a:

A Samuel Fernando Muñoz, por sus innumerables aportes, sugerencias y llamados de atención durante el desarrollo del proyecto.

Al cuerpo docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por aportarnos sus valiosos conocimientos y experiencias para nuestra formación profesional y personal.

A cada uno de los ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) que de alguna forma contribuyeron en la elaboración de este trabajo.

A nuestros compañeros del Grupo de Investigación Recobro Mejorado, especialmente al grupo de candidatos magíster y a todos aquellos que nos brindaron un buen momento durante la permanencia.

A William Navarro, por sus aportes y confianza en el desarrollo del proyecto y en esta nueva etapa.

A nuestros amigos, que siempre estuvieron ahí para apoyarnos y acompañarnos en cada instante de nuestras vidas.

A todos los que de una u otra manera aportaron y que por cuestiones desmemoriales se nos escapan en este momento.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN

1.	INYECCION DE AGUA.	1
1.1	DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.	2
1.2	DEZPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES.	3
1.3	FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCION DE AGUA.	8
1.3.1	Propiedades de roca y fluido.	8
1.3.2	Factores de yacimiento.	16
1.3.3	Factores operacionales.	22
1.4	SATURACION DE GAS EN LA INYECCION DE AGUA	26
1.4.1	Revisión teórica del efecto de la saturación de gas en la inyección de agua.	33
1.4.1.1	Efecto del gas atrapado sobre el factor de recobro.	40
1.4.1.2	Redisolución dinámica del gas atrapado: Análisis PVT.	43
1.4.1.3	Efecto de las tasas de inyección y presión de inyección.	43
1.5	DETERMINACION DE LA SATURACION DE GAS.	45
1.5.1	Determinación de la saturación de gas inicial por balance de materia	45
1.5.2	Determinación de la saturación de gas inicial en laboratorio.	48
1.5.3	Determinación de la saturación de gas por medio de registros de pozos.	51
1.6	CASOS DE CAMPO QUE PRESENTAN SATURACIÓN DE GAS ANTES DE LA INYECCIÓN DE AGUA.	54
1.6.1.	Campo la Cira Infantas.	56
1.6.2.	Campo Casabe.	56

1.6.3	Campo Tibù.	57
1.6.4	Campo Sooner Unit.	59
1.6.5	Campo Curry Unit	60
2.	SIMULACION NUMERICA DEL EFECTO DE LA SATURACIÓN DE GAS SOBRE LA INYECCION DE AGUA.	64
2.1	METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.	65
2.1.1	Descripción del modelo de simulación	
2.2	COMPARACIÓN ENTRE UN MODELO CONFINADO Y UNO NO CONFINADO.	72
2.3	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HOMOGÉNEO.	75
2.3.1	Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales en procesos de inyección de agua.	91
2.3.1.1	Sensibilidad a la tasa de inyección.	93
2.3.1.2	Sensibilidad a la presión de inyección.	96
2.3.1.3	Sensibilidad a la tasa y presión de inyección.	97
2.3.1.4	Sensibilidad al espaciamiento entre pozos	103
2.4.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO.	107
2.4.1	Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales en procesos de inyección de agua. Modelo heterogéneo	113
2.4.1.1	Sensibilidad a la tasa y presión de inyección.	113
3	MÉTODO DE PREDICCIÓN DE CRAIG –GEFFEN –MORSE	118
3.1	SUPOSICIONES BÁSICAS DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN CRAIG-GEFFEN-MORSE.	120

3.2	LIMITANTES PRINCIPALES DEL MÉTODO DE CRAIG-GEFFEN-MORSE	120
3.3	PREDICCIÓN DEL RECOBRO DE ACEITE	121
3.4	ETAPAS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA SEGÚN CRAIG-GREFFEN-MORSE	122
3.5	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MÉTODO DE PREDICCIÓN DE PREDICCIÓN (CGM)	131
	CONCLUSIONES	135
	RECOMENDACIONES.	137
	BIBLIOGRAFIA	138
	ANEXOS	140

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Distribución de fluidos en el yacimiento.	3
Figura 2: Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección.	4
Figura 3: Distribución de los fluidos a un cierto tiempo durante la inyección.	5
Figura 4: Distribución de los fluidos en el momento de la ruptura.	7
Figura 5: Distribución de los fluidos en el momento del abandono.	8
Figura 6. Variación de la viscosidad del aceite con los cambios de presión.	10
Figura 7: Curvas de permeabilidad relativa sistema agua aceite.	12
Figura 8. Diagrama ternario, Permeabilidad relativa en tres fases.	15
Figura 9: Desplazamiento vertical por la inyección de agua.	18
Figura 10. Eficiencia de barrido en yacimientos multicapas.	20
Figura 11. Comportamiento de la presión y factor de recobro para los diferentes mecanismos de producción.	21
Figura 12. Comportamiento del R_s con la presión.	22
Figura 13: Área no barrida por el agua inyectada, en espaciamientos cortos.	25
Figura 14. Diagrama de fases presión temperatura para un fluido de yacimiento.	27
Figura 15. Comportamiento de la presión en las cercanías de un pozo productor.	28
Figura 16. Comportamiento de la saturación de gas entre pozo inyector y pozo productor.	29
Figura 17. Comportamiento de la presión y saturación de gas.	30
Figura 18. Comportamiento de la presión y saturación de gas.	31
Figura 19. Comportamiento de la presión y saturación de gas.	32
Figura 20: Perfil de saturación y gas atrapado durante la inyección de agua.	33
Figura 21: Petróleo producido contra volúmenes porosos inyectados a diferentes saturaciones de gas.	35
Figura 22. Representación del gas atrapado o fase gaseosa en la fase líquida.	36

Figura 23. Efecto de la saturación de gas libre en el S_{or} (Primera teoría propuesta por Cole).	38
Figura 24. Efecto de la saturación de gas libre en el S_{or} , (Segunda teoría propuesta por Cole).	39
Figura 25. Relación de la saturación de gas inicial y la saturación de gas atrapado.	41
Figura 26. Efecto de la saturación de gas atrapado sobre la recuperación de aceite por la inyección de agua	42
Figura 27. Perfil de saturación de gas a diferentes tasas de inyección.	44
Figura 28. Perfil de saturación de aceite a diferentes tasas de inyección.	44
Figura 29. Saturación de gas inicial por evaporación controlada.	50
Figura 30. Determinación de saturación de gas por evaporación controlada.	50
Figura 31. Identificación de zonas de gas por registros eléctricos.	54
Figura 32. Enmallado de simulación empleado.	68
Figura 33. Vista areal del modelo confinado y no confinado respectivamente.	70
Figura 34. Comparación del factor de recobro, variando la porosidad del anillo exterior	71
Figura 35. Comparación de la presión promedio del yacimiento, variando la porosidad del anillo exterior.	71
Figura 36. Comparación de la presión y saturación de gas entre un modelo confinado y uno no confinado.	73
Figura 37. Comparación del factor de recobro entre un modelo confinado y uno no confinado	73
Figura 38. Vista areal del modelo con refinamiento de $3 \times 3 \times 3$.	75
Figura 39. Presión promedio del modelo homogéneo con y sin refinamiento local.	76
Figura 40. Factor de Recobro con y sin refinamiento local.	77
Figura 41. Curvas de permeabilidades relativas sistema agua-aceite.	78
Figura 42. Curvas de permeabilidades relativas sistema gas-líquido.	78
Figura 43. Saturación de gas y GOR contra presión promedio del	80

yacimiento.

Figura 44. Tasas instantáneas de aceite y gas en el tiempo.	81
Figura 45. Factor de recobro en el tiempo.	82
Figura 46 Puntos de inyección en función de la saturación de gas.	83
Figura 47. Puntos de inyección como una función del comportamiento	84
Figura 48. Saturación de gas contra la presión promedio del yacimiento para diferentes saturaciones	85
Figura 49. Tasas instantáneas de aceite.	86
Figura 50. Tasas instantáneas de gas.	87
Figura 51. Factor de recobro para diferentes saturaciones de gas con el tiempo.	88
Figura 52. Factor de recobro a diferentes saturaciones de gas.	89
Figura 53. Factor de recobro de aceite vs volúmenes porosos inyectados para diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento.	91
Figura 54. Sensibilidad de la tasa de inyección. Factor de recobro tiempo.	94
Figura 55. Sensibilidad de la tasa de inyección. Saturación de gas vs tiempo.	94
Figura 56. Sensibilidad de la tasa de inyección para una saturación de gas libre igual 6.34% al momento de realizar la inyección.	95
Figura 57. Sensibilidad a la tasa de inyección. Factor de recobro vs tiempo.	96
Figura 58. Sensibilidad presión de inyección para una saturación de gas libre igual 6.34% al momento de realizar la inyección. Factor de recobro vs tiempo.	97
Figura 59. Factor de recobro a diferentes tasas y presión de inyección para saturación de gas igual al 6.34%.	98
Figura 60. Saturación de gas vs Factor de recobro.	99
Figura 61. Tiempos de ruptura para las diferentes tasas y presión de inyección para saturación de gas igual al 6.34%.	100
Figura 62. Comparación del factor de recobro para las diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento.	101
Figura 63. Tiempos de ruptura del agua inyectada para las diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento a la misma tasa de inyección.	102

Figura 64. Factor de recobro vs. Tiempo para distintos espaciamientos.	104
Figura 65. Perfil de saturación de agua.	104
Figura 66. Saturación de gas vs. Tiempo. Disminución en los periodos de llene.	105
Figura 67. Tiempo de ruptura para los diferentes espaciamientos.	106
Figura 68. Enmallado de simulación para el modelo heterogéneo.	108
Figura 69. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento con y sin inyección de agua.	110
Figura 70. Comportamiento de la saturación de gas con y sin inyección de agua.	111
Figura 71. Comportamiento del factor de recobro con y sin inyección de agua.	112
Figura 72. Comportamiento de la saturación de agua y aceite cuatro años después de iniciada la inyección.	113
Figura 73. Comportamiento de la saturación de gas.	115
Figura 74. Comportamiento del factor de recobro.	115
Figura 75. Tiempos de ruptura del agua inyectada.	117
Figura 76: Diagrama esquemático de la progresión del frente de la inyección de agua.	123
Figura 77: Llame del espacio ocupado inicialmente por el gas.	124
Figura 78: Ruptura del frente de agua en los pozos productores.	124
Figura 79: Abandono del proyecto.	125
Figura 80. Tasa de aceite producido vs tiempo.	132
Figura 81. Producción acumulada de aceite vs tiempo.	134
Figura 82. Tasa de agua producida vs tiempo.	135

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del enmallado.	68
Tabla 2. Propiedades del fluido.	69
Tabla 3. Propiedades de roca.	69
Tabla 4. Comparación de OOIP para diferentes porosidades.	72
Tabla 5. Condiciones base de operación de los pozos.	79
Tabla 6. Condiciones base de inyección.	84
Tabla 7. Condiciones operacionales de los pozos.	92
Tabla 8. Propiedades de cada capa empleadas en el modelo de simulación	108
Tabla 9. Condiciones base de operación de los pozos.	109
Tabla 10. Condiciones base de operación de los pozos	114
Tabla 11. Características del moldeo de predicción.	131

RESUMEN

TITULO: EVALUACION DEL EFECTO DE LA SATURACION DE GAS AL INICIO DE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA MEDIANTE SIMULACION NUMERICA¹

AUTORES: ARIZA LOPEZ, Laura Nathaly; ULLOA CALVETE, Juan Manuel^{**}

PALABRAS CLAVES: Inyección de Agua, Gas libre y Gas atrapado, Método de predicción, Simulación de Yacimientos, Análisis de Sensibilidad.

El principal objetivo de este trabajo es estudiar la incidencia que tiene en el factor de recobro la saturación de gas libre, al inicio de un proceso de inyección de agua, mediante simulación numérica.

La metodología propuesta para el desarrollo de este proyecto de grado, se basa en la construcción del modelo de simulación con características representativas de yacimientos tanto homogéneos como heterogéneos, en el cual se analiza el tiempo de llene y sus consecuencias en el desempeño de la inyección de agua, posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad a parámetros operacionales y de yacimiento, tales como; espaciamiento entre pozos, tasa y presión de inyección, a diferentes valores de saturación de gas libre para obtener un mayor factor de recobro y una posible mitigación del efecto del gas.

Para implementar un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, se debe considerar las implicaciones técnicas y económicas que conllevaría la presencia de gas inicial debido al efecto de llenado, ya que a saturaciones de gas altas, la respuesta del yacimiento se da a tiempos tardíos, disminuyendo la producción de aceite en comparación con inyecciones a tiempos tempranos en donde la saturación de gas no es tan significativa; por esta razón se determino que el mejor escenario para llevar a cabo la inyección de agua es aquel que presenta la mas baja saturación de gas, arrojando un buen factor de recobro a tiempos de respuesta económicamente viable.

¹ Tesis de Pregrado.

^{**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera

ABSTRACT

TITLE: ASSESSMENT OF THE EFFECT OF GAS SATURATION AT THE BEGINNING OF
A WATERFLOODING PROCESS THROUGH NUMERICAL SIMULATION*

AUTHORS: ARIZA LÓPEZ, Laura Nathaly, and, ULLOA CALVETE, Juan Manuel **

KEY WORDS: Injection of water, free gas and caught gas, prediction method, simulation of locations, analysis of sensibility

DESCRIPTION:

The main objective of this work is to study the incidence that has in the recovery factor the saturation of free gas, to the beginning of a process of injection of water, by means of numerical simulation.

The methodology proposed for the development of this grade project, is based on the construction of the simulation pattern with characteristic representative of reservoirs so much homogeneous as heterogeneous, in which the is analyzed of it fill up and its consequences in the acting of the waterflooding, later on it is carried out an analysis of sensibility to operational parameters and of location, such as; spacing among wells, rates and injection pressure, to different values of saturation of free gas to obtain a bigger recovery factor and a possible mitigation of the effect of the gas.

To implement a project of secondary recovery for injection of water, it should be considered the technical and economic implications that it would bear the presence of initial gas due to the effect of fill up, since to high saturations of gas, the answer of the location is given at late times, diminishing the production of oil in comparison with injections at early times where the saturation of gas is not so significant; for this reason you determines that the best scenario to carry out the injection of water is that that presents the but low saturation of gas, throwing a good retrieval factor at times of economically viable answer.

* Grade Thesis

** Faculty Physique Chemical Engineering's. School Petroleum's Engineering. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCION

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria mas utilizado en el mundo. A pesar de esto, en Colombia sólo en 14 de los 267 campos petroleros existentes, se ha implementado la inyección de agua para recuperación secundaria. Esto permite pensar, que los factores de recobro de los diferentes campos han sido bajos, alrededor del 20 por ciento, que existen grandes reservas de petroleo recuperable y que la implementación de proyectos como inyección de agua, puede tener un alto potencial en la recuperación del petroleo aun remanente.

Los programas de recuperación secundaria en campos Colombianos se han implementado cuando la presión del yacimiento ha caído por debajo de la presión de burbuja. En este trabajo se analiza el desempeño y las consecuencias implicadas al efectuar la inyección de agua con y sin saturación de gas libre; debido a que si se realiza la inyección de agua cuando la presión del yacimiento esta por debajo de la presión de burbuja los resultados difieren de los que se obtienen al inyectar antes de alcanzar la presión de saturación.

En la literatura se encuentra información variada sobre la implementación de programas de inyección de agua en yacimientos que presentan inicialmente saturación de gas libre; diferentes autores² afirman que la existencia de saturación de gas atrapado por efecto de una saturación de gas inicial,

² HOLMGREN, C. R and. MORSE, R. A. Effect of free gas saturation on oil recovery by waterflooding. SPE 951135, 1951.

conlleva a un aumento en el factor de recobro; sin embargo, otros autores³ difieren de esta teoría y sugieren que la inyección de agua debe realizarse lo mas pronto posible, a mas tardar cuando la presión del yacimiento alcanza la presión de burbuja.

El desarrollo de este trabajo de grado se dividió en tres etapas, primero se efectuó una revisión bibliografica, basada en fundamentos de inyección de agua, problemas técnicos y operacionales presentados por inyección de agua, casos de campo que presentan gas libre al momento de implementar programas de recuperación secundaria y conocimiento y manejo de simulador a emplear. Para evaluar el efecto de la saturación de gas inicial se construyeron dos modelos de simulación. El primer modelo planteado es un modelo conceptual, en donde se busca estudiar el comportamiento de la inyección de agua a diferentes saturaciones de gas libre al momento de iniciar la inyección de agua. Con el objetivo de tener una aplicación directa a los problemas actuales de los campos colombianos, se construyo un modelo que presenta características similares a los campos del Valle Medio del Magdalena.

La metodología de simulación para los dos modelos tuvo en cuenta aspectos como; empleo de modificadores de volumen para representar un modelo no confinado, análisis de resultados, donde se identifican las variables más influyentes en el desempeño del proceso y finalmente se realiza un análisis de sensibilidad a parámetros operacionales tales como espaciamiento, tasa y presión de inyección, con el fin de establecer las condiciones de operación que permitan obtener la mayor recuperación de aceite mitigando el efecto del gas.

³ DIKSTRA, H. The effect o fan initial gas saturation on the performance of a waterflood. SPE 29467, 1995.

1. INYECCIÓN DE AGUA

La producción de hidrocarburos debe realizarse de acuerdo a las características específicas que posee cada campo y a los eventos ocurridos en el yacimiento. En general, la explotación de un campo posee varias etapas; la producción primaria se realiza mientras las condiciones de presión lo permitan, luego de esto, la aplicación de métodos de recuperación secundaria se hace necesaria. Por último, el desarrollo de un método de recobro terciario se efectúa con el objetivo de maximizar el recobro de aceite a recuperar. Cabe resaltar, que a medida que se implementan las estrategias de desarrollo del campo, los costos por barril producido aumentan y son cada vez menos los barriles de aceite a recuperar.

La inyección de agua surge desde los años de 1865, donde su aplicación inicialmente fue la de mantener la presión del yacimiento. Solo hasta 1880, se pudo concluir que el agua se introducía en las formaciones productoras y se movía a través de ellas, logrando no solo mantener la presión del yacimiento sino generando un aumento en la producción de aceite.

Desde entonces, la inyección de agua se ha convertido en el método de recobro secundario más utilizado, debido a sus bajos costos en comparación con otras alternativas y a los resultados obtenidos, ya que hasta la fecha es el proceso que más ha contribuido al recobro extra de petróleo.

El proceso de inyección de agua complementa la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia el pozo productor, se puede considerar que el desempeño de un proceso depende entre otras cosas, del mecanismo de producción que presenta el yacimiento en su fase primaria, la naturaleza no uniforme de los yacimientos, saturación de aceite remanente al terminar la producción primaria y propiedades de los fluidos.

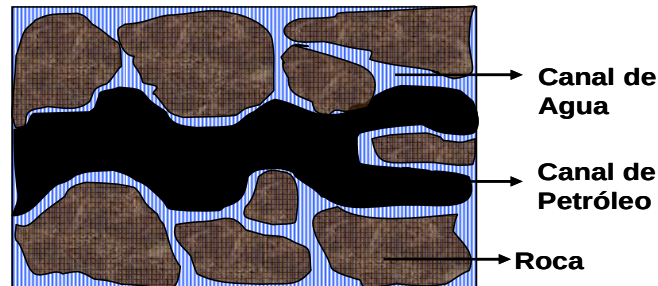
1.1. Distribución de fluidos en el yacimiento

La distribución de los fluidos implica la ubicación relativa de dos o más fases en el espacio poroso; y es de interés en los procesos de recobro de aceite, debido a que las tasas o flujos de la fase desplazante y la fase desplazada influyen en el desempeño del proceso. A presiones por debajo de la presión de burbuja existen más de dos fases en el medio poroso, la presencia de gas por pérdida de presión en el yacimiento, hace que la respuesta de la inyección de agua no sea la mejor, debido al efecto que trae la presencia de las tres fases en el yacimiento.

Antes de 1950, la idea convencional de la distribución de los fluidos en un medio poroso se basaba en suponer la fase mojante fluyendo cerca a la roca, y la fase no mojante fluyendo dentro de la fase mojante, pero sin entrar en contacto con la roca. En otras palabras, se presumía que las dos fases, mojante y no mojante, fluían simultáneamente en mismo canal, suposición que mas tarde fue considerada errónea, cuando en base a observaciones microscópicas se estableció la teoría de los canales de flujo.

La teoría de los canales de flujo considera que cada fluido que satura la roca se mueve a través de canales de flujo preferenciales; el agua se moverá en una red de canales diferente a la del aceite, como se observa en la **figura 1**. Los canales varían en diámetro y están limitados por interfases liquido-liquido o por interfase solidó- líquido.

Figura 1. Distribución de fluidos en el yacimiento.



Fuente: CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. 1971

Cuando ocurre un cambio en saturación por ejemplo, en la inyección de agua, la geometría de los canales de flujo se altera; el número de canales de flujo de petróleo aumenta y el correspondiente al agua disminuye.

La distribución de los fluidos en un yacimiento no depende solamente de la saturación de cada fase, sino que también depende de la dirección al cambio de saturación, entonces, la inyección de agua en un yacimiento preferencialmente mojado por agua, es un proceso de imbibición, mientras que la inyección de agua en un yacimiento mojado preferencialmente por petróleo, es un proceso de drenaje.

1.2. Desplazamiento de fluidos inmiscibles.

El petróleo no tiene la habilidad para salir por si mismo de los poros de la roca del yacimiento en los cuales se encuentra, más bien sale por el empuje de un fluido asociado al petróleo como el gas, o por la acumulación de otros fluidos como el agua. Este proceso, mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, se conoce como desplazamiento. Además del desplazamiento de petróleo por el efecto de un fluido en solución, el petróleo también puede ser recuperado por un desplazamiento similar al ocasionado por un pistón. Esto se logra con la aplicación de fuentes de energía, como es el caso de un yacimiento con empuje por agua o capa de gas; en ambos casos ocurre un desplazamiento inmiscible de petróleo,

bien sea por el avance del acuífero o por la expansión de la capa de gas, dando lugar a un proceso de flujo no continuo, debido a que con el tiempo se presentan cambios en las saturaciones, lo cual ocasiona variaciones en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases. El mecanismo de desplazamiento de un proceso de inyección de agua cuando existe gas libre antes de la inyección de agua, generalmente presenta las siguientes etapas.

Condiciones iniciales: Considérese un yacimiento homogéneo con saturaciones constantes; al momento de iniciarse la inyección de agua, nos encontramos con un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción.

Como sucede a menudo, la presión del yacimiento disminuye y llega a ser menor que la presión de burbuja, como consecuencia existirá una fase de gas presente, la cual de acuerdo con las suposiciones teóricas será uniforme a través del yacimiento, la **figura 2** muestra el esquema descrito.

Figura 2: Distribución esquemática de los fluidos antes de la inyección.



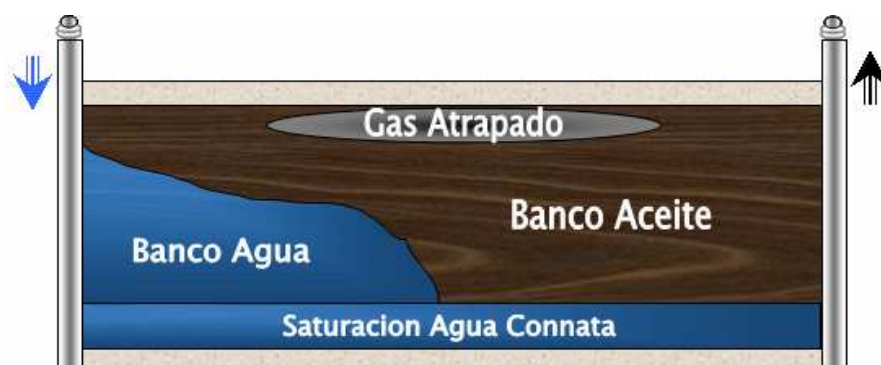
Fuente: PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.2001

Realmente, el gas inicial o libre en un yacimiento no se encuentra uniforme como lo muestra la figura anterior, la saturación de gas varía desde el pozo productor hasta los pozos inyectoros. La saturación de gas se pueden encontrar en las cercanías de los pozos productores, incluso; si la presión promedio es superior a la presión de burbuja y en áreas de mayor altura estructural cuando la presión ha caído por debajo de la presión de burbuja, Tal como se observa en la **figura 15**. (Comportamiento de la presión en las cercanías de un pozo productor).

Inyección

El comienzo de la inyección de agua está acompañado por un aumento en la presión del yacimiento, la cual es mayor en los pozos inyectoros y disminuye hacia los pozos productores. A medida que continúa la inyección, parte del petróleo se desplaza hacia delante para formar un banco de petróleo; este empuja el gas altamente móvil, aunque bajo ciertas condiciones de tasa y presión de inyección, parte del gas puede ser atrapado por dicho banco; ocupando un espacio significativo en el medio poroso que de otra manera tendría petróleo residual. Detrás del banco de petróleo, se forma el banco de agua, en donde están presentes el agua inyectada, el petróleo residual y el gas atrapado, este esquema es representado en la **figura 3**.

Figura 3: Distribución de los fluidos a un cierto tiempo durante la inyección.



Fuente: PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.2001

Teóricamente la **figura 3**, representa el comportamiento del banco de agua, el banco de aceite y la fase gaseosa que permanece atrapada una vez se ha iniciado la inyección de agua. El gas atrapado que se forma por el empuje del banco de aceite se puede encontrar en las zonas de mayor altura estructural donde existe el gas que no se ha redissuelto en el banco de aceite y donde el agua inyectada difícilmente puede llegar a ejercer una presión sobre el medio poroso, lejos del pozo inyector debido a las altas presiones de inyección y lejos del pozo productor debido a que el gradiente de presión es mayor hacia el pozo productor.

Llene

Todo el gas, es desplazado de la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo; para lograr el llene, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el yacimiento. Durante este periodo, parte del gas libre se redissuelve en el petróleo que va contactando, mientras que el gas remanente fluye hacia los pozos productores; a medida que aumenta la distancia del pozo inyector al pozo productor, el flujo se hace mas estable, disminuyendo la solubilización del gas en el banco de aceite, formando altas saturaciones de gas libre, como se observa en la **figura 16** (Comportamiento de la saturación de gas entre pozo inyector y pozo productor.).

El llene puede representarse por un frente de petróleo que viaja mas rápido que el frente de agua y detrás del cual, la saturación de gas se encuentra en su valor residual, durante este periodo la tasa de producción disminuye o puede permanecer estable, ya que el agua inyectada esta redissolviendo el gas libre en el yacimiento; generalmente, el primer aumento en la tasa de aceite ocurre después de inyectado un volumen de agua suficiente para lograr el llenado.

La duración de este periodo depende tanto de la cantidad de gas libre presente como la cantidad de agua inyectada y concluye con la llegada del

frente de petróleo a los pozos productores. En general, a mayor heterogeneidad y en sistemas altamente estratificados, el llene ocurrirá más rápidamente. Una vez el frente de petróleo llega a los pozos productores, se observa un ascenso de presión e incremento en la producción de aceite.

Ruptura

Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continua aumentando la tasa de producción de petróleo y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en los pozos productores, tal como se muestra en la **figura 4**.

Figura 4: Distribución de los fluidos en el momento de la ruptura.



Fuente: PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.2001

Después de la ruptura.

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a medida que se continúa produciendo petróleo, el recobro gradual de aceite detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. Durante la fase final de inyección, el área barrida tiende a aumentar, lo cual puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuidad de la inyección, El proceso de inyección finaliza generalmente, cuando los

costos de tratamiento superan los barriles de aceite producido, es decir cuando se ha llegado al límite económico.

Figura 5: Distribución de los fluidos en el momento del abandono.



Fuente: PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.2001

1.3. Factores que influyen en la inyección de agua.

Son muchos los factores que influyen en un proceso de recuperación secundaria, algunos de ellos garantizan el éxito del proyecto mientras otros difícilmente alcanzan las consideraciones económicas. Entre los factores influyentes se tienen, las características de roca y fluido, propiedades del yacimiento y factores operacionales.

1.3.1 Propiedades de roca y fluido.

Las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento tienen efectos sobre el desarrollo de un proceso de inyección, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son los mas importantes; la viscosidad del crudo es considerada la propiedad que mas afecta el grado de éxito de un proyecto de inyección de agua, gracias al efecto de relación de movilidad y eficiencia de barrido.

Movilidad.

Es la facilidad con que la que un fluido se mueve en el yacimiento. Se determina como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y su viscosidad, mediante la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (1)$$

Relación de movilidad

La relación de movilidad (M), se define como la relación entre la movilidad del fluido o fase desplazante (agua), en la porción del yacimiento que ha contactado y la movilidad del fluido desplazado (petróleo). Está dada por la siguiente ecuación:

$$M = \frac{(\lambda)_{desplazante}}{(\lambda)_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazado}} \quad (2)$$

La relación de movilidades, generalmente, se designa como favorable o no favorable. Cuando $M=1$ las movilidades del agua y del petróleo son idénticas, por lo tanto, los fluidos encuentran la misma resistencia a fluir dentro del yacimiento; para $M<1$, el petróleo fluye mas que el agua y por lo tanto es mas fácil para el agua, desplazar el petróleo; Una relación de movilidad mayor que uno ($M>1$), significa que el fluido desplazante, agua, se mueve más fácil que el fluido desplazado, petróleo, el frente del fluido desplazante comienza a ser inestable y puede llegar a generar lo que se conoce como digitación viscosa, lo cual ocasionaría que el desplazamiento del aceite sea ineficiente. En la inyección de agua, esto no es conveniente, debido a que el agua desplazaría de manera ineficaz el aceite, haciendo que no se genere un buen

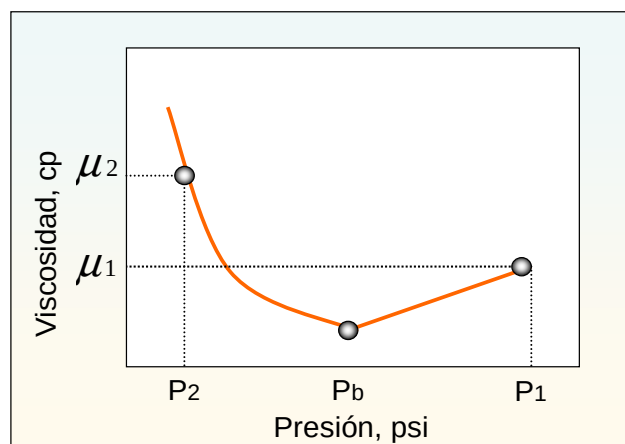
barrido dentro del yacimiento. Para evitar la inestabilidad viscosa se recomienda que la viscosidad del aceite sea menor de 60 cp⁴.

Para obtener una máxima eficiencia de desplazamiento, el valor de M debe ser menor o igual que uno. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo, tienden a disminuir a medida que la relación de movilidades aumenta.

Viscosidad del Petróleo

La relación de movilidades en el yacimiento, depende de las viscosidades del fluido desplazante y desplazado, por esta razón, es recomendable iniciar el proceso de inyección de agua con la presión del yacimiento cercana a la presión de burbuja, y así tener mayor eficiencia de barrido, debido a una relación de movilidad mas favorable comparada con la que se presenta a una presión mucho mas baja que la presión de burbuja; como se puede ver en la **figura 6**.

Figura 6. Variación de la viscosidad del aceite con los cambios de presión.



Fuente: PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001

⁴ PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001.

Inicialmente la presión de un yacimiento subsaturado se encuentra niveles arriba de la presión de burbuja, P_1 , punto en el cual tiene una viscosidad determinada originalmente, μ_1 . Al iniciar las etapas de producción, los niveles de presión decrecen hasta alcanzar los puntos mas bajos en el yacimiento, pasando por la presión de burbuja, P_b . Desde la presión de burbuja, hasta la presión mas baja que cae el yacimiento, P_2 , existen perdidas de livianos, aumentado la viscosidad del fluido, μ_2 . A medida que aumenta la viscosidad del petróleo, se disminuye la movilidad del fluido desplazado, (petróleo), una vez, disminuye la movilidad del petróleo se incrementa la relación de movilidad, (M) , disminuyendo el factor de recobro, y el área barrida por el agua inyectada.

La viscosidad del aceite una vez iniciada la inyección de agua puede cambiar debido a la redisolución del gas en el aceite, por este motivo es recomendable calcular la viscosidad del aceite al inicio de la inyección de agua.

Permeabilidades relativas en dos y tres fases.⁵

Numerosos estudios de laboratorio, han concluido que la permeabilidad efectiva de cualquier fluido de yacimiento es una función de la saturación del fluido de yacimiento, y las características mojantes de la formación. Por lo tanto se vuelve necesario especificar la saturación de fluido cuando se establece la permeabilidad efectiva de cualquier fluido particular en un medio poroso dado.

² LEON N, Y PINTO, E; Estudio preliminar de la permeabilidad relativa en tres fases para un proyecto de inyección alternada agua y gas, WAG. Tesis de Grado, UIS 2004.

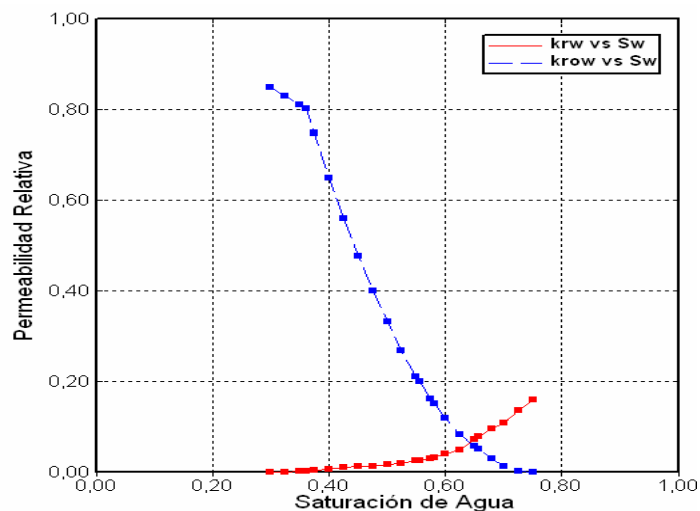
Permeabilidad relativa en dos fases

Cuando una fase mojante y una no mojante fluyen juntas dentro de un medio poroso, cada fase sigue caminos separados y distintos. La distribución de las fases de acuerdo a sus características de mojabilidad, dan como resultados permeabilidades relativas de fase mojante y no mojante. Ya que la fase mojante, ocupa las gargantas de poro mas pequeña con bajas saturaciones, y estas gargantas de poro no contribuyen al flujo; la presencia de una saturación pequeña de la fase mojante, afectara la permeabilidad de la fase no-mojante en una pequeña proporción.

Cuando la fase no-mojante ocupa los espacios porosos mas grandes, las cuales contribuyen al flujo de fluidos a través del yacimiento, una pequeña saturación de fase no-mojante, reducirá drásticamente la permeabilidad a la fase mojante.

La **figura 7** muestra un grupo típico de curvas de permeabilidad relativas para un sistema agua aceite, considerando el agua como la fase mojante.

Figura 7: Curvas de permeabilidad relativa sistema agua aceite.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modeling Group.

Respecto a la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante, muestra que una disminución en la saturación de la fase no-mojante reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojante. La razón de esto, es que la fase no mojante ocupa los espacios porosos más grandes y es en estos espacios porosos que el flujo se presenta con menor dificultad.

En la curva de permeabilidad relativa de la fase no-mojante, se muestra que esta empieza a fluir a una saturación relativamente baja de la fase no mojante. La saturación del aceite en este punto, se llama saturación de aceite crítica, S_{oc} . Observando la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante, se muestra que la fase mojante cesa de fluir a una saturación relativamente grande. Esto sucede debido a que la fase mojante, ocupa los espacios porosos más pequeños, donde predominan las fuerzas capilares. La saturación de agua en este punto es conocida como saturación de agua irreducible. S_{wirr} o S_{wc} .

Otro fenómeno importante asociado con flujo de fluido a través de medios porosos, es el concepto de saturaciones residuales. Así como cuando un fluido inmiscible está desplazando a otro, es imposible reducir la saturación del fluido desplazado a cero. En alguna pequeña saturación, a la cual se presume que es la saturación en la que la fase desplazada cesa de ser continua, el flujo de la fase desplazada se detendrá. Esta saturación es referida como saturación residual. Este es un concepto importante ya que determina el recobro máximo a partir del yacimiento. Recíprocamente, un fluido debe desarrollar una cierta saturación mínima, antes de que la fase empiece a fluir. La saturación a la cual un fluido solamente empezara a fluir se llama la saturación crítica.

Permeabilidad Relativa en Tres Fases

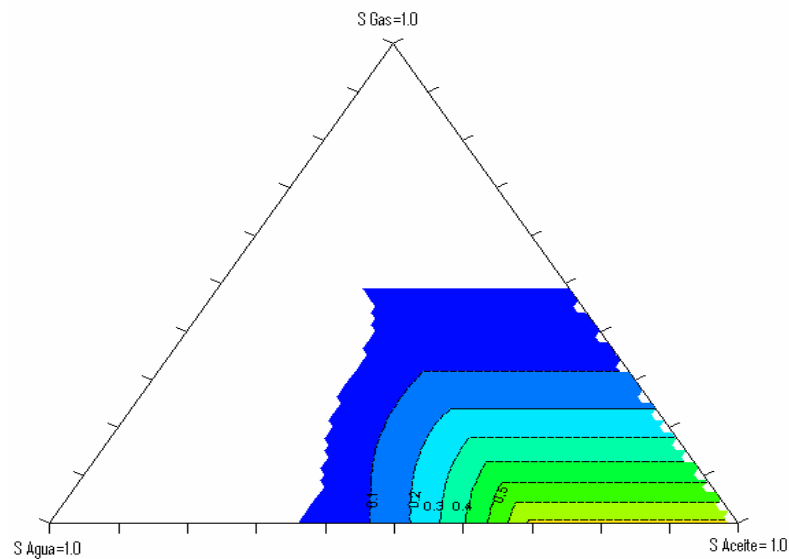
En un sistema de tres fases, se observa que la permeabilidad relativa al agua depende solo de la saturación de agua, ya que el agua puede fluir mas fácilmente a través de los poros interconectados mas pequeños, en el medio poroso; por esto no es de sorprender, el hecho de que el flujo de agua no dependa de la naturaleza de los fluidos que ocupan los otros poros. Similarmente, la permeabilidad relativa al gas, depende solo de la saturación de gas. Este fluido al igual que el agua, se restringe a un rango particular de tamaños de poro, y su flujo no es influenciado por la naturaleza del fluido o fluidos que llenan los poros restantes. Los poros disponibles para flujo de aceite, son aquellos que, en tamaño, son más grandes que por los que pasa únicamente agua, y más pequeños que los poros por los que pasa únicamente gas. El número de poros ocupados por aceite, depende de la distribución de tamaño particular de los poros dentro del medio poroso en el cual coexisten las tres fases, como también de la saturación de aceite misma.

En general la permeabilidad relativa a cada fase, en un sistema de tres fases, se relaciona esencialmente a la saturación existente, es decir, la permeabilidad relativa a cada fase depende de si misma, a excepción de la permeabilidad relativa al aceite, ya que estas dependen de las saturaciones de agua y gas.

La permeabilidad relativa al aceite, es raramente conocida y por lo tanto, se proponen varias aproximaciones practicas que se basan en estimar la permeabilidad relativa en tres fases a partir de dos grupos de datos de dos fases, es decir la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa al agua, para un sistema aceite-agua; están en función de la saturación de agua; de manera similar para un sistema aceite-gas, la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa al gas, depende de la saturación de gas.

El diagrama ternario, se usa comúnmente para ilustrar los cambios en los valores de permeabilidad relativa, cuando las tres fases están fluyendo simultáneamente.

Figura 8. Diagrama ternario, Permeabilidad relativa en tres fases.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modeling Group

Se considera que la roca está saturada por los tres fluidos, al incrementarse la saturación de una de las tres fases, la suma de las demás saturaciones decrece; la fase que incrementa o disminuye su saturación, se desplaza mediante las líneas paralelas y opuestas al vértice donde se encuentra su saturación al 100%, las otras dos fases, ajustan su saturación de acuerdo al incremento o disminución de la fase dentro del diagrama.

El flujo de fluidos en tres fases, tiene poca aplicación en desplazamientos inmiscibles, debido a que existen pocas regiones en el yacimiento donde ocurre flujo simultáneo de las tres fases.

Factores de yacimiento.

El desempeño de un proceso de inyección de agua es función de las propiedades de roca y fluido, también lo es de diferentes variables del yacimiento, entre las cuales pueden citarse los mecanismos de producción, la presión inicial; la presencia y tamaño de acuíferos,

Profundidad del Yacimiento.

En caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de fluidos. Si el yacimiento es muy profundo, económicamente no se pueden realizar patrones de inyección definidos y no es viable la disminución de espaciamiento entre pozos; los costos en superficie aumentan y por lo tanto, es de esperar bajos factores de recobro. En yacimientos someros, la máxima presión de inyección esta limitada por la profundidad de la zona de interés y la posibilidad de filtraciones de agua que genere fracturas en la formación.

Heterogeneidad del yacimiento.⁶

La heterogeneidad del yacimiento es uno de los factores que más influyen en el buen desempeño de un proyecto de inyección de agua, se ve reflejado en la eficiencia con que el agua desplazará el aceite, así mismo este es el efecto más difícil de evaluar; para ello se debe identificar:

- Variación areal y vertical de la permeabilidad
- Lenticularidad de las arenas
- Fracturas naturales o inducidas
- Permeabilidad direccional

⁶ BARON, J; Y HERRERA, H; Análisis inyección producción mediante ajuste histórico usando los métodos de Dykstra Parsons y Stiles.

- Falta de comunicación entre pozos inyectoros y productores

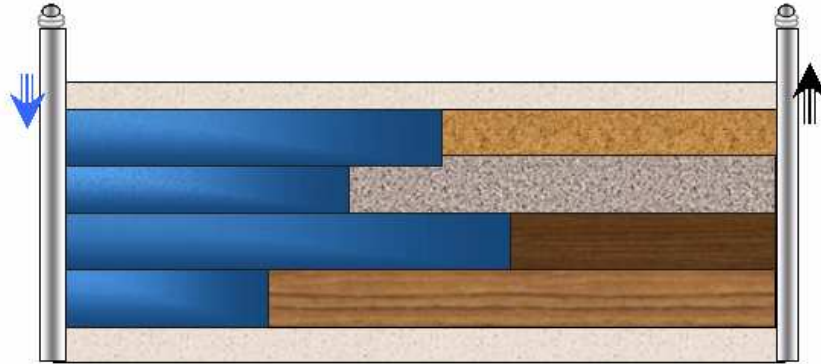
En yacimientos heterogéneos, las permeabilidades varían areal y verticalmente, como resultado, el fluido desplazante no forma un frente uniforme a medida que avanza la inyección y posiblemente se canalice hacia los estratos o áreas que tengan mayor razón de movilidad.

Se considera que el yacimiento esta formado por estratos de distinta permeabilidad lo que causa que los fluidos que se mueven a través de ellos lo hagan a distintas velocidades, disminuyendo la eficiencia de barrido y por lo tanto el factor de recobro. Si la heterogeneidad es limitada, se puede intentar la inyección selectiva en las arenas más continuas y de mejor desarrollo.

Los factores de recobro bajos debido al barrido areal pobre son consecuencia de la variación en la permeabilidad o la anisotropía, y es una medida del área plana de yacimiento que ha sido barrida por el agua inyectada, además se representa como la fracción del área del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria.

Como consecuencia de los cambios en permeabilidad en dirección vertical, ningún fluido inyectado se mueve en un frente plano; en las fracciones de yacimiento mas permeable, el agua se mueve mas rápidamente y en las menos permeables de una forma mas lenta, tal como se observa en la **figura 9**, donde el agua se desplaza desde el pozo inyector hasta el pozo productor, de manera no uniforme, dejando una zona sin barrer.

Figura 9: Desplazamiento vertical por la inyección de agua.



Fuente: SMITH, J. COBB, W. Waterflooding Dallas 1991.

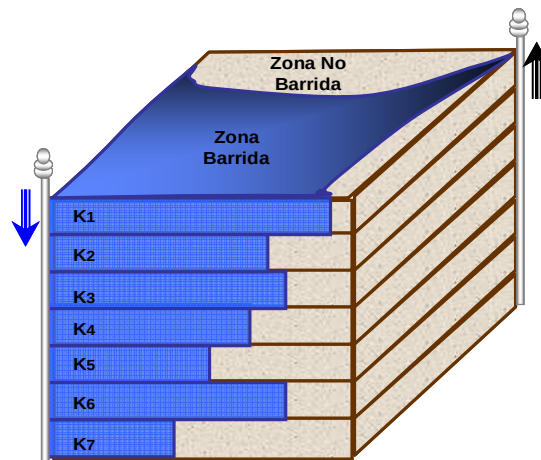
Una medida de la uniformidad del desplazamiento del agua inyectada es la eficiencia de barrido vertical, definida como la fracción de sección vertical contactada por el fluido inyectado.

La eficiencia de barrido volumétrica, E_{vw} , se puede definir como la fracción de volumen poroso de yacimiento, contactado por el fluido inyectado a un tiempo determinado de la inyección, como se muestra en la **figura 10**.

La eficiencia de barrido volumétrica es una combinación de la eficiencia de barrido areal, E_A , y la eficiencia de barrido vertical, E_i , matemáticamente se expresa como:

$$E_{vw} = E_A * E_i \quad (3)$$

Figura 10. Eficiencia de barrido en yacimientos multicapas.



Fuente: SMITH, J. COBB, W. Waterflooding Dallas 1991.

La eficiencia de barrido volumétrica, es influenciada por la heterogeneidad del yacimiento; es por esto que en yacimientos multicapa donde se presentan estratos de diferente permeabilidad, es común encontrar bajas eficiencias, dejando zonas no barridas por el agua inyectada, disminuyendo el factor de recobro.

Los cálculos de barrido volumétrico pueden ser determinados con base en la estimación del volumen neto de agua inyectada, pero en la mayoría de los casos estos valores no son confiables, debido a que en el yacimiento el agua puede perderse en zonas que no son de interés.

William Cobb⁷, describe una técnica para calcular valores de la eficiencia de barrido volumétrico usando solamente datos de producción.

El método que presenta William Cobb para calcular la eficiencia de barrido ha sido empleado exitosamente en campos maduros ya que solo requiere datos de producción y algunos datos que usualmente son conocidos como saturación de agua crítica, volumen poroso y factor volumétrico de formación.

⁷ COBB, William y MAREK, F. Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterflooding Using Production Data. SPE 38902, 1997.

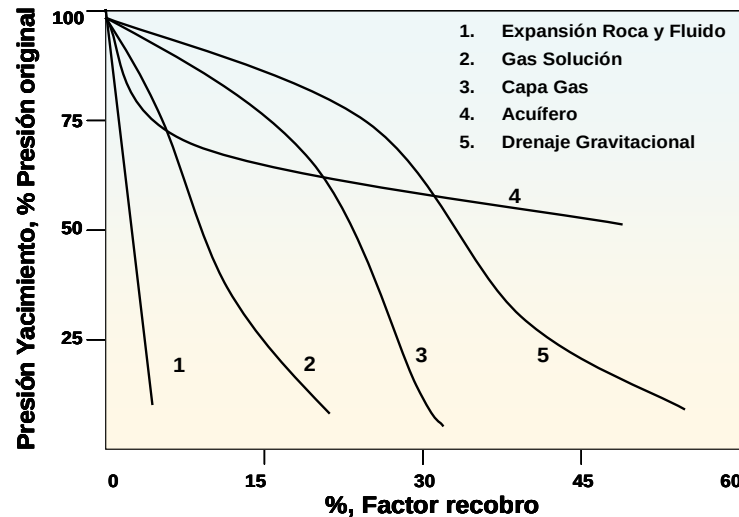
En yacimientos que presentan capas con buena permeabilidad vertical y grandes espesores, el agua inyectada es segregada por gravedad y barre solamente la parte inferior de la formación dejando zonas de aceite remanente por el pobre barrido del agua inyectada; otro factor que ayuda a la segregación gravitacional, es una diferencia de densidades entre el fluido desplazante y el desplazado lo suficientemente grande para inducir una componente vertical en el flujo de fluidos, aun cuando la principal dirección de flujo sea un plano horizontal.

Cuando se inyecta un fluido más denso que el petróleo como el agua, esta tiende a moverse preferencialmente por la base de la formación y por lo tanto afecta el desplazamiento, disminuyendo la eficiencia de barrido volumétrica.

Mecanismos de producción.

La recuperación primaria depende de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento de petróleo hacia los pozos productores. Tales fuentes son: presencia de un acuífero, empuje por capa de gas, empuje por gas en solución, expansión de roca y fluido y drenaje gravitacional. Cada mecanismo brinda mayor o menor energía al yacimiento, permitiendo que la presión disminuya con mayor o menor rapidez **figura 11**. En este trabajo solo se explicara de manera breve el empuje por gas en solución.

Figura 11. Comportamiento de la presión y factor de recobro para los diferentes mecanismos de producción.



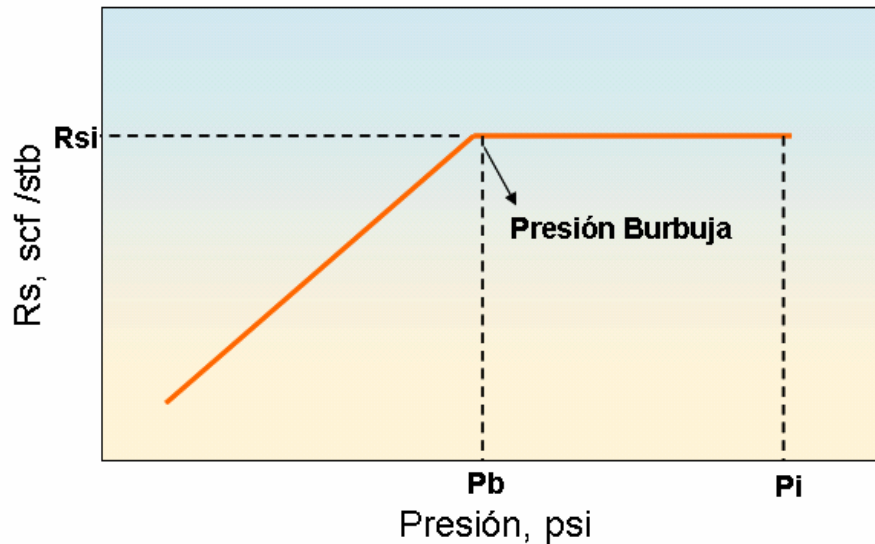
Fuente: PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.2001

Empuje por gas en solución:

El petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos, puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento es inferior a la presión de saturación, debido a la extracción de los fluidos, el gas, se expande y desplaza el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores.

La eficiencia de este mecanismo de empuje depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y del fluido, además de la estructura geológica del yacimiento. Los recobros que se logran son del orden de un 10 al 20% del OOIP en el mejor de los casos. Una vez la presión del yacimiento alcanza la presión de burbuja el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se evidencia en el incremento de la relación gas aceite en superficie (GOR), y una disminución en la relación gas aceite en solución (Rs).

Figura 12. Comportamiento del R_s con la presión.



Fuente: CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. 1971.

Una vez que la presión del yacimiento es igual a la presión de burbuja, la producción adicional causará que la presión siga en descenso, trayendo como resultado la formación del gas libre en el yacimiento; cuando la saturación de gas exceda la saturación de gas crítica, la fase gaseosa se vuelve móvil en el medio poroso, para que se forme una capa de gas secundaria debe existir una permeabilidad vertical relativamente alta y un tiempo prolongado antes de iniciar la inyección de agua. Los yacimientos con empuje por gas en solución son usualmente buenos candidatos para la inyección de agua.

1.3.3 Factores operacionales

Para lograr un alto desempeño en un proyecto de recobro secundario por inyección de agua, se deben tener en cuenta factores como geología del yacimiento, mecanismos de producción, propiedades de roca y fluido, presión del yacimiento, patrones de inyección, espaciamiento entre pozos, y

variables que de alguna u otra manera se pueden alterar, tal como tasa y presión de inyección.

Presión Inyección.

Al respecto, Craig⁸ recomienda que para maximizar el recobro de petróleo, la presión ideal en el yacimiento a la cual se debe comenzar a efectuarse la inyección es a la presión de burbuja. En este caso, la presión de inyección mínima debe estar entre 200 y 300 psia por encima de la presión de saturación. A presión de burbuja, la viscosidad del crudo está en su mínimo valor, lo cual mejora la movilidad y el barrido areal. Adicionalmente, los pozos productores están en su más alto índice de productividad, y no hay respuesta retardada a la inyección de agua pues no existe saturación de gas libre en el yacimiento.

En realidad, la presión de inyección esta limitada por los equipos y costos en superficie además de la presión de fractura de la formación. Si la presión de inyección excediera a la presión de fractura, se ocasionaría pérdida de fluido inyectado, canalizaciones y obstrucciones al flujo de fluidos en la formación.

En yacimientos que presentan saturación de gas libre, la inyección debe realizarse en el menor tiempo posible una vez se ha alcanzado la presión de saturación, para lograr la resolubilización del gas en el banco de aceite y disminuir los tiempos de respuestas.

Tasa Inyección.

Un estudio desarrollado por Craig⁵, concluyó que es imposible establecer un valor exacto para la tasa de inyección de agua, ya que existe un amplio rango en las propiedades petrofísicas y del fluido de todos los yacimientos.

⁸ CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE 1971.

Los valores específicos dependen de las propiedades petrofísicas, de la interacción roca-fluido y el espaciamiento entre pozos.

En yacimientos horizontales, las altas tasas de inyección disminuyen el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical, pero pueden producir inestabilidad del frente de inyección que se manifiesta por una rápida canalización del fluido desplazante.

En yacimientos inclinados y en naturalmente fracturados es recomendable inyectar a tasas bajas; esto favorece la segregación gravitacional e impide la inestabilidad del frente de agua, favorecen la imbibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en las fracturas. La tasa de inyección inicial depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad del agua, espesor de la arena, presión del yacimiento y existencia de gas libre en el yacimiento.

Espaciamiento de pozos.

En 1945, Craze y Buckley⁹, concluyeron que la eficiencia en el recobro, depende del espaciamiento entre pozos. Algunos expertos consideran que este parámetro es un factor clave para solucionar los problemas en el recobro, causados por la heterogeneidad.

Un estudio realizado sobre diferentes campos sometidos a inyección de agua¹⁰, mostró que el efecto del espaciamiento sobre el factor de recobro en algunas condiciones no era significativo. Sin embargo, los campos fueron divididos en cuatro grupos, un grupo de baja permeabilidad, dos de permeabilidad intermedia, y uno de alta permeabilidad. Cuando se dividieron

⁹ CRAZE, R.C., BUCKLEY, S.E. A Fractal Analysis of the Effects of Well Spacing on Oil Recovery. Drill and Prod. API (1945), 144.

¹⁰ LOYD R. Kern. Effect of Spacing on Waterflood Recovery Efficiency. Paper SPE 10538

los campos por sectores o grupos se pudo determinar que los que presentaban alto rango de permeabilidad no eran sensibles al factor de recobro y por ende no dependían del espaciamiento; y los que presentaban bajo valor de permeabilidad y alto grado de heterogeneidad, el factor de recobro aumentaba a menor espaciamiento entre pozos.

Un factor importante en procesos de inyección de agua es el tiempo de ruptura, tiempo que se puede alcanzar fácilmente en espaciamientos cortos, y que si no se tiene una relación de movilidad cercana a uno se puede presentar efectos de digitación viscosa, trayendo como consecuencias áreas no barridas por el agua inyectada, factores de recobro bajos, y limitaciones económicas, como se presenta en la **figura 13**.

Figura 13: Área no barrida por el agua inyectada, en espaciamientos cortos.



Fuente: SMITH, J. COBB, W. Waterflooding Dallas 1991.

La disminución de espaciamiento entre pozos es frecuente en yacimientos que presentan alto grado de heterogeneidad y en yacimientos someros, para no incrementar los costos de perforación. Como regla general, algunos autores afirman que la inyección de grandes volúmenes porosos ayudara a asegurar un alto factor de recobro; una forma de lograr la fácil circulación de grandes volúmenes de agua inyectada es reduciendo el espaciamiento entre

pozos y así lograr mantener una baja relación de agua inyectada a barril de aceite producido.

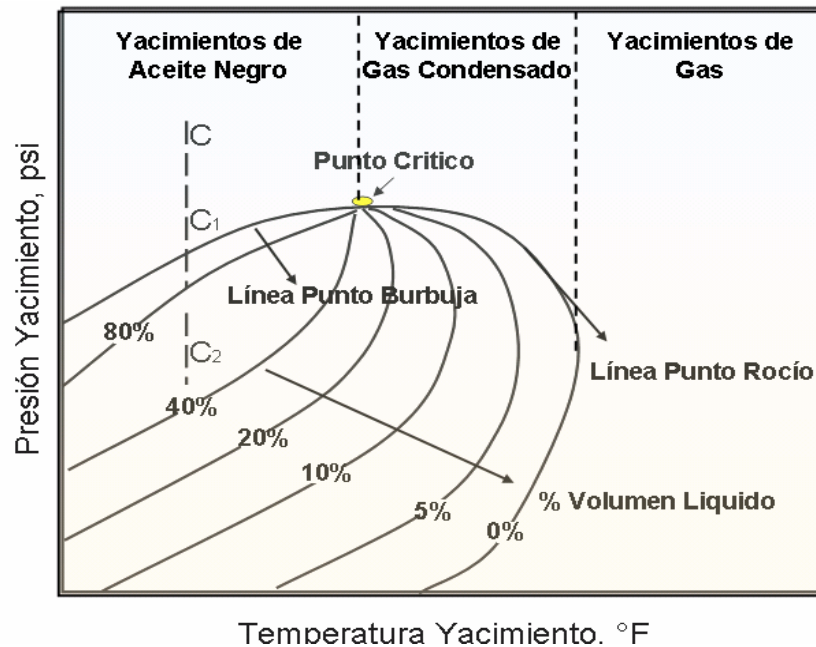
La reducción de espaciamiento aplicado a un yacimiento del mar del norte¹¹, trajo no solo el aumento en el factor de recobro sino redujo los costos de operación por tasas y presiones de inyección en superficie; redujo las tasas instantáneas de aceite disminuyendo los problemas de control de arena; la densidad de pozos permitió recoger información geológica extra del campo adicionando nuevas reservas y nuevas áreas de explotación; se redujeron los problemas causados con la heterogeneidad del yacimiento y una menor liberación de gas en solución por los bajos caídas de presión.

1.4 SATURACIÓN DE GAS EN LA INYECCIÓN DE AGUA.

En yacimientos de petróleo subsaturados la presión inicialmente se encuentra por encima de la presión de burbuja, y debido a su producción primaria, la presión cae fácilmente, llegando a valores por debajo de la presión de burbuja, es en este momento en donde la saturación de gas en el yacimiento aumenta, lo que conlleva a que la respuesta por inyección de agua sea a tiempos tardíos. El comportamiento de fases de un yacimiento subsaturado es presentado en la **figura 14**.

¹¹ MATTHEWS, J D; CARTER, J N; Investigation of Optimum Well Spacing for North Sea Eocene Reservoirs; SPE 25030, 1992.

Figura 14. Diagrama de fases presión temperatura para un fluido de yacimiento.



Fuente: CRAFT, B, C.; Ingeniería de Yacimientos petrolíferos. 1968.

La **figura 14** muestra un diagrama de fases presión-temperatura para un fluido dado; el área encerrada por las curvas de punto de burbuja y punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región de combinaciones de presión y temperatura en donde existen dos fases: líquida y gaseosa. Las curvas dentro de la región de dos fases muestra el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburo para cualquier presión y temperatura. Si la acumulación ocurre a una presión mayor que la presión crítica y a una temperatura dada, punto C, el fluido se encuentra en estado monofásico, líquido. A medida que la presión disminuye por extracción de fluidos se alcanza el punto de burbuja, en este caso, punto C1, por debajo del punto de burbuja se forma una fase de gas libre, marcada por el punto C2. Eventualmente, el gas libre supera el gas crítico y comienza a fluir hacia los pozos productores; en caso contrario, el petróleo fluye cada vez en

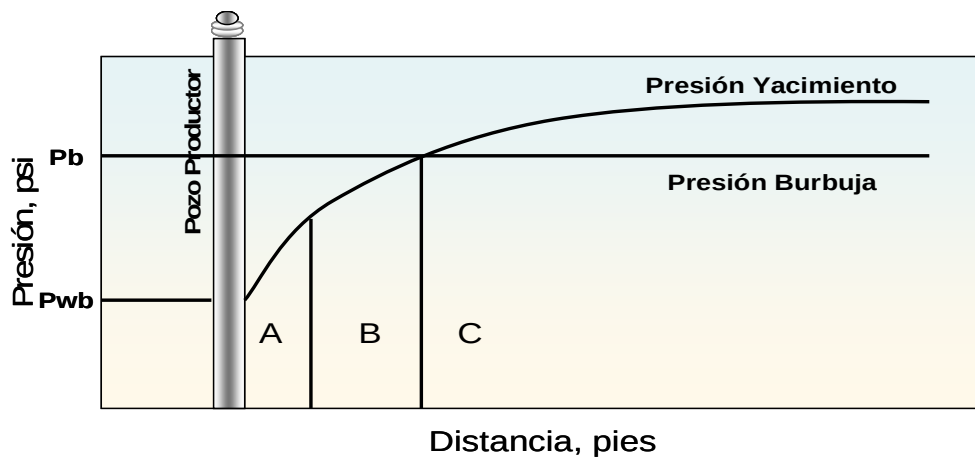
cantidades menores dejando una alta saturación de aceite remanente a recuperar.

Entre mas baja se encuentre la presión del yacimiento de la presión de burbuja y menor sea el R_s comparado con el inicial, se encontraran mayores cantidades de gas libre en el yacimiento, lo que conlleva a suministrar mas energía para volver a alcanzar la presión de burbuja.

El gas libre puede encontrarse en un yacimiento de alguna de las siguientes dos formas:

1. En las áreas cercanas a los pozos productores, donde la presión de flujo es menor que la presión de burbuja, incluso cuando la presión del yacimiento esta por encima de la presión de saturación, la **figura 15** representa el comportamiento de la presión en las cercanías del pozo.

Figura 15. Comportamiento de la presión en las cercanías de un pozo productor



Fuente: ARIZA, L; MUÑOZ, S; ULLOA, J; Grupo Investigación Recobro Mejorado, GRM.

Lejos del pozo productor zona C, la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja por lo tanto solo existe una fase de hidrocarburo presente,

aceite. En las regiones mas cercanas del pozo, área B, la saturación de gas solo alcanza la saturación critica para iniciar el flujo hacia el pozo productor. En esta región se encuentran presentes ambas fases pero solo fluye líquido. Cuando la saturación de gas excede la saturación de gas critica, el gas junto con el aceite fluye hacia el pozo productor, región A.

2. En las áreas de mayor altura estructural, de yacimientos cuya presión promedio ha caído por debajo de la presión de burbuja.

El gas de las cercanías del pozo productor, normalmente no asciende porque el gradiente de presión es mayor en dirección hacia el pozo, mientras que el gas de las regiones intermedias a los pozos tiende a subir debido a la diferencia de densidades entre los fluidos. Tal como se observa en la **figura 16**.

Figura 16. Comportamiento de la saturación de gas entre pozo inyector y pozo productor.



Fuente: ARIZA, L; MUÑOZ, S; ULLOA, J; Grupo Investigación Recobro Mejorado, GRM.

Realmente, para que el gas ascienda y se forme una capa de gas secundaria, debe transcurrir un tiempo prolongado, además debe existir una

permeabilidad vertical superior a 50 mD para que el gas pueda fluir hacia los estratos de mayor altura estructural.

Las figuras **17**, **18** y **19** representan el comportamiento de un yacimiento en las diferentes etapas de explotación, desde las etapas iniciales de desarrollo **figura 17**, el comportamiento por producción primaria, **figura 18** y recuperación mejorada por inyección de agua, **figura 19**.

La figura 17, muestra las condiciones del yacimiento en su etapa inicial, un yacimiento subsaturado donde su presión inicial se encuentra por encima de la presión de burbuja, una presión de saturación definida por pruebas PVT y saturación de gas igual a cero.

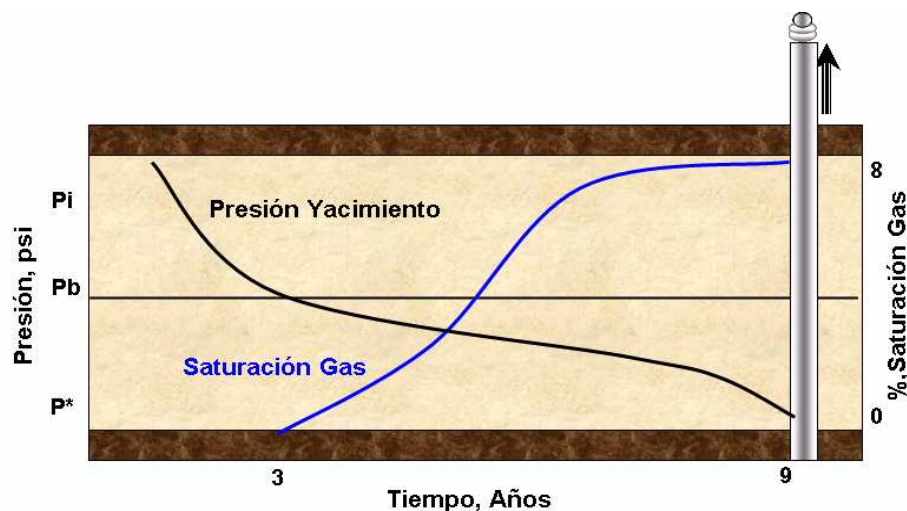
Figura 17. Comportamiento de la presión y saturación de gas



Fuente: ARIZA, L; MUÑOZ, S; ULLOA, J; Grupo de Investigación Recobro Mejorado, GRM.

La figura 18, representa el comportamiento del yacimiento por producción primaria durante 9 años; tiempo en el que no se implementaron programas de recuperación secundaria.

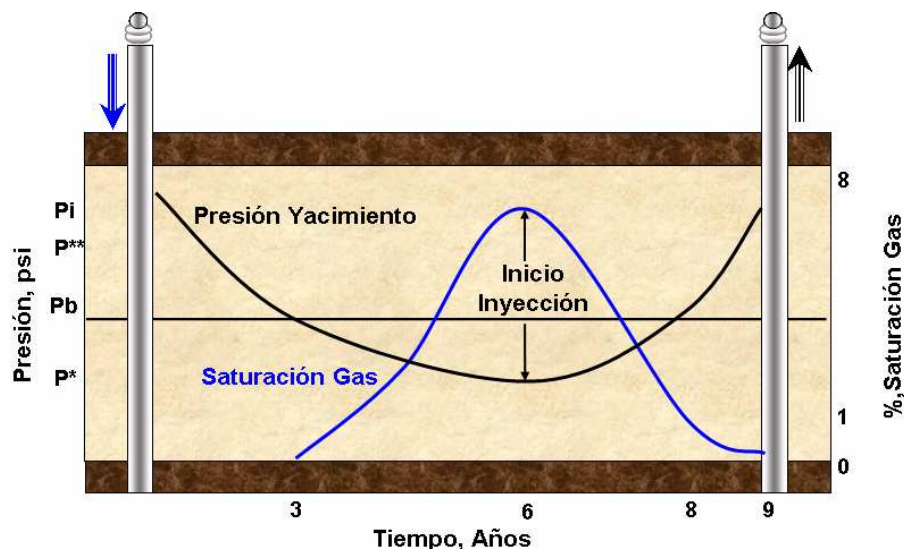
Figura 18. Comportamiento de la presión y saturación de gas



Fuente: ARIZA, L; MUÑOZ, S; ULLOA, J; Grupo de Investigación Recobro Mejorado, GRM. Debido a la producción natural de aceite, la presión promedio del yacimiento declina hasta alcanzar la presión de burbuja después de tres años de producción; este comportamiento se puede observar por el cambio brusco de pendiente. Al transcurrir la producción de aceite y no implementar programas de mantenimiento de presión, la presión promedio disminuye formando una saturación de gas libre en el medio poroso. La saturación de gas en el yacimiento se forma debido a que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja y a las caídas de presión que se tienen en las cercanías del pozo productor, este efecto se observa en el segundo cambio de pendiente de la presión promedio del yacimiento. La saturación de gas libre se encuentra disperso en el medio poroso y alcanza como máximo una saturación del 8 por ciento.

Por ultimo, la **figura 19** representa el comportamiento del yacimiento efectuando la inyección de agua con una saturación de gas libre igual al 6 por ciento del volumen poroso.

Figura 19. Comportamiento de la presión y saturación de gas



Fuente: ARIZA, L; MUÑOZ, S; ULLOA, J; Grupo de Investigación Recobro Mejorado, GRM.

Si se comparan las **figuras 18 y 19** se pueden observar los cambios de presión del yacimiento y saturación de gas una vez se ha realizado la inyección de agua. Para ejemplo práctico, se va a suponer que la inyección de agua se realiza a los 6 años de producción, donde el yacimiento alcanza una saturación de gas libre alrededor del 6% y una presión promedio P^* , ($P^* < P_b$). Cuando se inicia la inyección de agua, la presión del yacimiento inicialmente se mantiene y progresivamente aumenta, hasta alcanzar aproximadamente en dos años nuevamente la presión de burbuja, tiempo prolongado para tener un efecto significativo de la inyección en el yacimiento. Esto da a pensar, que durante dos años, desde el inicio de la inyección, ocurre el periodo de llene; tiempo en el cual el agua llena el espacio ocupado por el gas libre. Después de alcanzada la presión de burbuja por inyección de agua, la presión del yacimiento sigue aumentando, P^{**} , esto es debido a que continua el proceso de inyección de agua en el yacimiento. A pesar de que la presión promedio del yacimiento es superior a la presión de burbuja, se puede observar que sigue existiendo una saturación de gas en el yacimiento,

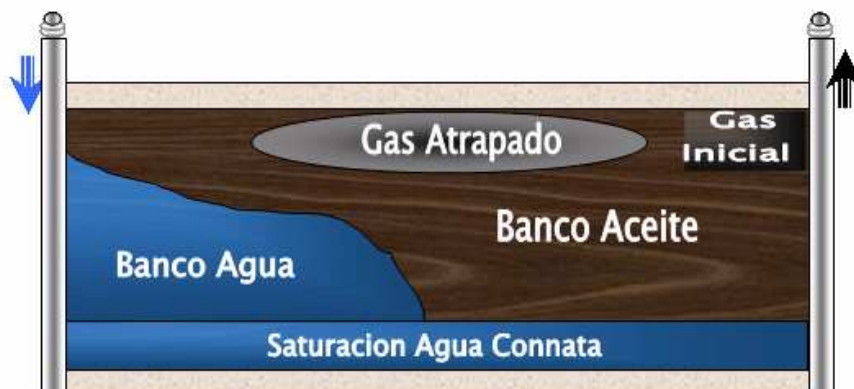
este efecto es debido a la caída de presión en las cercanías de los pozos productores.

1.4.1 Revisión teórica del efecto de la saturación de gas libre sobre la inyección de agua.

Diferentes autores reportan que una saturación de gas libre antes de iniciar un proceso de inyección de agua, puede traer un aumento en el factor de recobro; este aumento esta basado en la existencia de una saturación de gas atrapado debida al desplazamiento del banco de aceite, por el banco de agua. El banco de aceite, en movimiento desplazara una parte del gas libre delante de ella, atrapando el resto¹².

La **figura 20**, muestra un perfil de saturación durante la inyección de agua; en esta grafica se puede observar que la saturación de gas libre esta quedando por encima del banco de aceite, dejando una porción del gas libre, como una fase atrapada.

Figura 20: Perfil de saturación y gas atrapado durante la inyección de agua.



Fuente: WILLHITE, G. Paul. Waterflooding.

¹² WILLHITE, G. P.; Waterflooding. SPE. Textbook Series. 1986.

El volumen de gas que queda atrapado puede influir en la producción de aceite dependiendo si la presión que se alcanza con la inyección de agua, es suficiente o no para redissolver el volumen de gas presente, por lo tanto, el efecto que provocara la saturación de gas inicial en un proceso de inyección de agua depende de si se presenta los siguientes fenómenos:

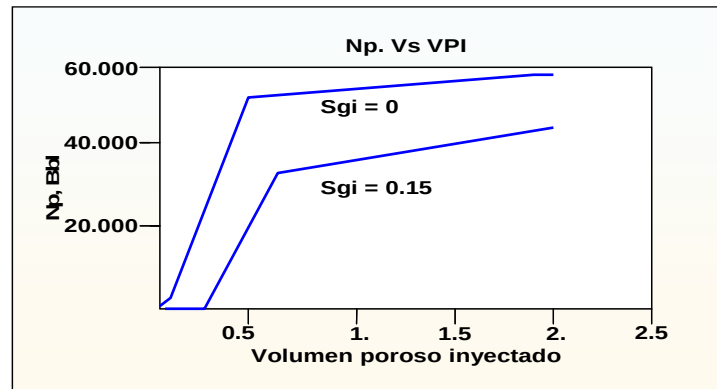
1. Redisolución del gas atrapado.
2. Presencia de gas atrapado.

1. Redisolución del gas atrapado.

En un proceso de inyección de agua usualmente se emplean tasas de inyección altas que se sean factibles dentro de las consideraciones económicas que presente el proyecto, lo cual permite que incremente la presión del yacimiento y por lo tanto redisuelva el gas atrapado en el banco de aceite.

El efecto que observo WILLHITE en 1986 se representa en la **figura 21**, en donde se puede apreciar que a medida que aumenta la saturación de gas inicial (S_{gi}) en el yacimiento, el volumen poroso inyectado necesario para lograr que el banco de aceite llegue al pozo productor aumenta; es decir. que el incremento en la producción de aceite debido a la inyección de agua tarda mas tiempo, que cuando no se presenta saturación de gas inicial, además la producción de aceite acumulada disminuye para saturación de gas mayor que cero.

Figura 21: Petróleo producido contra volúmenes porosos inyectados a diferentes saturaciones de gas.



Fuente: WILLHITE, G. Paul. Waterflooding.

2. Presencia de gas atrapado.

Varios autores han demostrado experimentalmente que el recobro de aceite mejorará en presencia de saturación de gas libre ya sea por que el gas permanezca disuelto en el banco de aceite o que simplemente reduzca el espacio disponible para el aceite, gas atrapado, este fenómeno se ha tratado de explicar por diferentes teorías.

C. R. Holmgren and R. A. Morse (1951)¹³, fueron de los primeros autores en estudiar el efecto del gas atrapado sobre el factor de recobro; hoy por hoy, es la teoría mas conocida y la que ha brindado mayor discusión en dicho estudio por sus conclusiones optimistas.

Los autores definen que la producción de aceite por inyección de agua puede incrementar debido a la presencia de gas libre en el yacimiento durante las

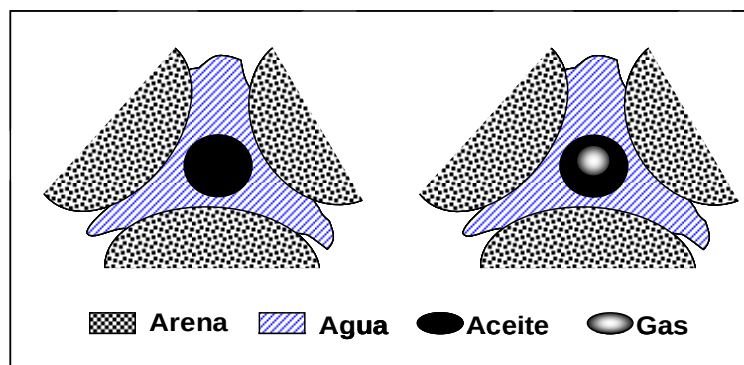
¹³ HOLMGREN, C. R and. MORSE, R. A. Effect of free gas saturation on oil recovery by waterflooding. SPE 951135, 1951.

operaciones de flujo. Este efecto es debido a la alteración de las curvas de permeabilidad relativa al aceite y a que el gas ocuparía el volumen que sería ocupado por el aceite residual.

El incremento en el factor de recobro es atribuido a cambios en las características físicas del fluido, presencia de gotas de aceite en la fase gaseosa y barrido adicional o mecanismo de empuje por acción del gas libre; estas sugerencias implican cambios en el mecanismo de desplazamiento. Los cambios en viscosidad y tensión interfacial de la fase aceite en las pruebas fueron atribuidos a la saturación de gas presente en el medio poroso y no a las condiciones de inyección.

Otro efecto capaz de causar disminución en el aceite residual, fue simplemente remplazar los fluidos en el medio poroso; por ello se supone que el gas puede existir dentro del aceite; la tensión interfacial mínima de los tres fluidos presentes, gas, aceite y agua, se presenta entre el gas-aceite y aumenta para el sistema gas-agua. La **figura 22** representa el esquema como existe la fase gaseosa dentro de la fase líquida.

Figura 22. Representación del gas atrapado o fase gaseosa en la fase líquida.



Fuente: HOLMGREN, C. R and. MORSE, R. A. Effect of free gas saturation on oil recovery by Waterflooding. SPE 951135, 1951

El tamaño de la gota de aceite aumenta continuamente debido a la presencia de gas lo que implica, que el gas libre dentro de la fase aceite reduce la permeabilidad relativa al aceite permaneciendo constante la permeabilidad al agua. Esta reducción puede ser causada a dos factores: Adición de la interfase gas-aceite y reducción del área disponible para el flujo de aceite en los poros que contienen gas.

Los resultados presentados por los autores, manifiestan que a baja saturación de gas, la disminución en el aceite residual igualmente era baja. Y que a mayor cantidad de gas libre en la muestra, 23.5%, lograban reducir la saturación de aceite residual hasta un 15.2%. Por lo tanto, si el gas ocupa el espacio del aceite residual en una relación 1:1, la reducción en aceite residual disminuye a la saturación de gas presente.

Por su parte; F. Cole (1969), estudio el efecto de gas atrapado en procesos de inyección de agua, este estudio es basado sobre algunos argumentos hechos por Holmgren and Morse en 1951 y plantea dos teorías para explicar este efecto:

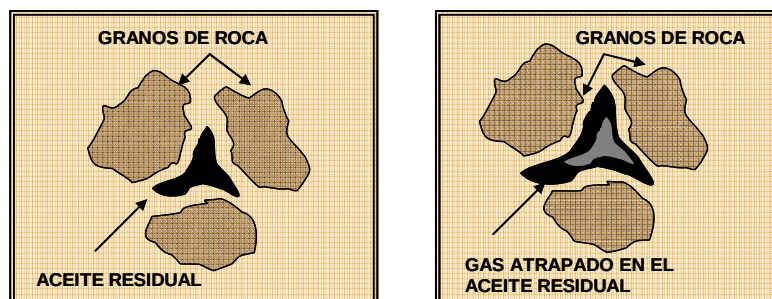
Primera teoría¹⁴: La inyección de agua en un sistema lineal producirá en la formación un banco de aceite adelante del agua inyectada. El banco de aceite, en movimiento desplazará una parte del gas libre delante de ella, atrapando el resto.

El movimiento del aceite residual hará aumentar la presión del gas atrapado por encima de la presión que tenía al quedar atrapado. Como consecuencia de las tres fases en el medio poroso, la tensión interfacial aceite-gas es menor que la tensión gas-agua, haciendo que el gas esté dentro del aceite residual, lo que lleva a que las partículas de aceite residual sean más grandes que cuando no existía gas, como se puede observar en la **figura 23**.

¹⁴ CRAIG, F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Volume 3. 1971

Al someter el yacimiento a la inyección de agua, las moléculas de aceite reducen de tamaño por simple mecánica de fluidos, de este modo al existir una burbuja de gas dentro de la molécula de aceite residual, el volumen total del gas dentro del aceite residual es igual a la disminución del aceite residual en el yacimiento.

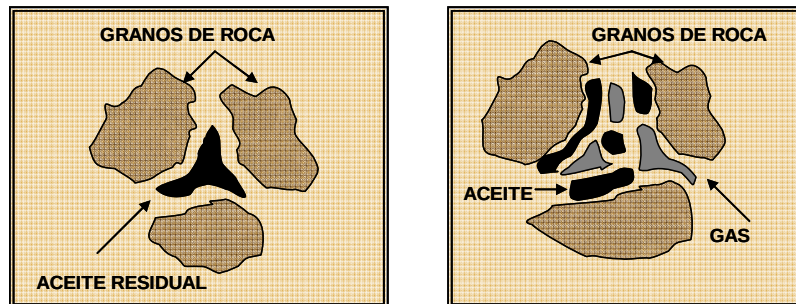
Figura 23. Efecto de la saturación de gas libre en el S_{or} (Primera teoría propuesta por Cole).



Fuente: Cole, F. 1969

Segunda teoría²: La saturación de aceite residual disminuye en presencia del gas atrapado, ya que quedara menos espacio para ser ocupado por el aceite residual en un proceso de inyección de agua, donde la roca es mojada por agua en el espacio poral mas grande, como se puede observar en la **figura 24**.

Figura 24. Efecto de la saturación de gas libre en el S_{or} , (Segunda teoría propuesta por Cole).



Fuente: Cole, F. 1969

Estudios más recientes hechos en 1995 por Dykstra¹⁵ revelan que factores como la saturación de gas inicial entre otros afectan la inyección de agua; estos efectos fueron ilustrados por las tasas de aceite y las relaciones agua-aceite, WOR. En el trabajo se plantearon dos estudios, el primero un yacimiento que presenta un aceite de alta gravedad API 40°, presión de burbuja de 3500 psia a 220°F, y una saturación de gas inicial del 30%. Para el segundo caso, la gravedad API del aceite fue de 20°, una presión de burbuja de 1500 psia a 130°F con una saturación de gas del 12%. El estudio no incluye los efectos de gas atrapado y fue realizado por el método de predicción de Dykstra-Parsons.

Los resultados del estudio mostraron un substancial decrecimiento en la tasa máxima de aceite y un aumento significativo en la relación agua aceite, WOR.

El trabajo fue realizado a diferentes valores de saturación de gas, con el objetivo de observar el comportamiento cuando se inyecta a mayor saturación de gas; los picos de producción de aceite en función del tiempo

¹⁵ DIKSTRA, H. The effect of initial gas saturation on the performance of a waterflood. SPE 29467, 1995.

son bajos y decrecen a medida que aumenta la saturación de gas. Los tiempos de respuesta al igual que los picos de producción se dan en tiempos tardíos y estos tienden a aumentar a medida que aumenta la saturación de gas libre. La relación agua-aceite, WOR, en función de barriles de aceite producido aumenta a medida que crece la saturación de gas en el yacimiento.

En resumen, el recobro de aceite máximo por inyección de agua para el caso 1 ocurre a saturación de gas igual a cero, y para el caso 2, cuando existe saturación de gas igual al 4%.

Una conclusión que presenta Dykstra, tiene que ver con la gravedad API del fluido; yacimientos de alta gravedad API deben iniciar proyectos de inyección de agua tan pronto sea posible, en las primeras etapas de explotación y a más tardar cuando se alcanza la presión de burbuja. Para yacimientos que presentan aceites de baja gravedad API, la inyección de agua puede ser retrasada hasta un punto en el que la saturación de gas ayuda al empuje de aceite aumentando el factor de recobro.

1.4.1.1. Efecto del gas atrapado sobre el factor de recobro.

Numerosos experimentos se han llevado a cabo, con el fin de conocer el efecto de la saturación de gas atrapado sobre el factor de recobro en la inyección de agua¹⁶. Estos estudios incluyen la medición de gas fluyendo, la saturación de gas atrapado y la saturación de aceite residual remanente.

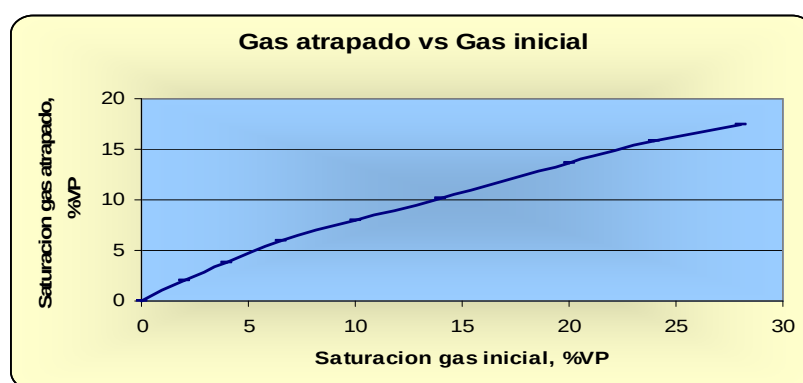
La saturación de gas atrapado, esta sujeto a una inyección de agua, y a su vez a la presión tanto de inyección como de disolución del gas en el aceite.

¹⁶ MANUCCI, J. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales

En yacimientos que presentan altas saturación de gas libre, el volumen poroso inyectado necesario para lograr que el banco de aceite llegue al pozo productor en el menor tiempo posible aumenta, es decir que la producción de aceite debido a la inyección de agua tardará más tiempo, que cuando no se presenta saturación de gas inicial.

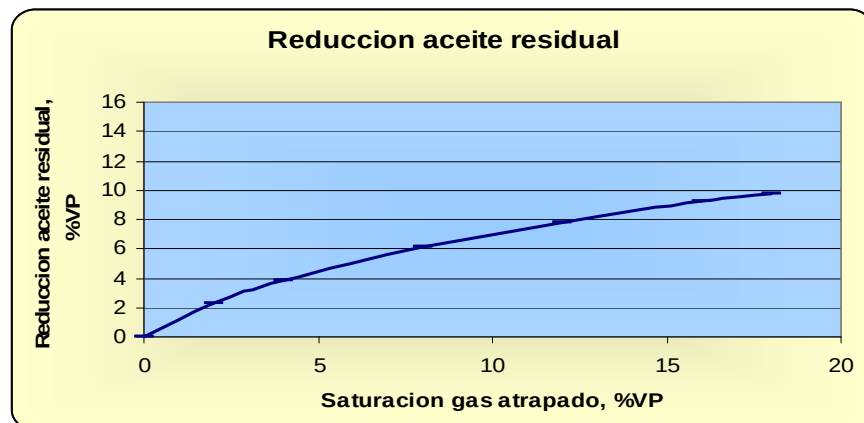
Craig (1971), muestra teóricamente como puede afectarse el recobro de aceite por parte de una saturación de gas inicial, aclarando que esta se encuentra dispersa a lo largo del medio poroso del yacimiento sometido a inyección de agua. El efecto que tendrá esta saturación de gas sobre el factor de recobro está directamente implicado con la reducción del aceite residual en el medio poroso. Las **figuras 25 y 26** relacionan una tendencia de saturación de gas atrapado para una saturación de gas inicial y el efecto de la saturación de gas atrapado sobre la disminución en el aceite residual respectivamente. Las condiciones se dan en términos de volúmenes porosos y para rocas mojadas por agua.

Figura 25. Relación de la saturación de gas inicial y la saturación de gas atrapado.



Fuente: CRAIG, F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE of AIME. Dallas, 1971.

Figura 26. Efecto de la saturación de gas atrapado sobre la recuperación de aceite por la inyección de agua.



Fuente: CRAIG, F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE of AIME. Dallas, 1971.

Como se puede observar en las **figuras 25 y 26**, existe una relación directa entre la saturación de gas libre, la saturación de gas atrapada y el aumento en el factor de recobro; El mayor factor de recobro se obtiene cuando se logra disminuir la mayor cantidad de aceite residual, mayor cantidad de aceite móvil a recuperar, aumentando las saturaciones de gas atrapado y gas libre en el yacimiento.

Si consideramos un desplazamiento tipo pistón sin fugas¹⁷ por el agua inyectada podría pensarse que una disminución del aceite residual del 10% aportaría un aumento en el factor de recobro del 10%.

Cabe resaltar que estas tendencias fueron tomadas por Craig al realizar estudios en diferentes muestras de corazones, y no siempre aplica para cualquier tipo de yacimiento.

¹⁷ GOMEZ P. L. G., Recobro Secundario Desplazamiento con Agua. 1989

*Kyte et al*¹⁸ encontró un efecto diferente en rocas preferiblemente mojadas por aceite. Dedujo que la reducción de la saturación de aceite causada por el gas atrapado depende de la estructura de los poros de la roca, de la viscosidad del aceite y del volumen de agua circulado y que por lo tanto, no puede determinarse una correlación simple entre el gas atrapado y el aceite residual.

1.4.1.2. Redisolución dinámica del gas atrapado: Análisis PVT.

Al entrar el agua de inyección al espacio poroso del yacimiento, este experimentará un aumento de la presión proporcional a la entrada de agua hacia el medio. El frente de agua desplaza cierta porción de ese gas libre y ayuda a que otra porción del gas se redisuelva en el crudo. A medida que este frente avanza a través de los diferentes estratos, la cantidad de gas irá disminuyendo su efecto sobre el factor de recobro por el hecho de que cada vez habrá más agua y menos gas presente en el yacimiento.

1.4.1.3. Efecto de las tasas de inyección y presión de inyección.

La variación de la saturación de gas causada por el cambio en las tasas de inyección, fue estudiado en detalle por *Anil K Dandona* en 1972,¹⁹ quien baso sus trabajos de simulación en un sistema lineal; él observó que al inyectar a tasas bajas se obtiene un mayor factor de recobro comparado con el que se obtendría a tasas altas; esto es debido a que cuando se inyectan a tasas bajas el gas que permanece libre puede ser atrapado ocupando el espacio poroso que ocuparía el aceite, mientras que a tasas altas, el gas

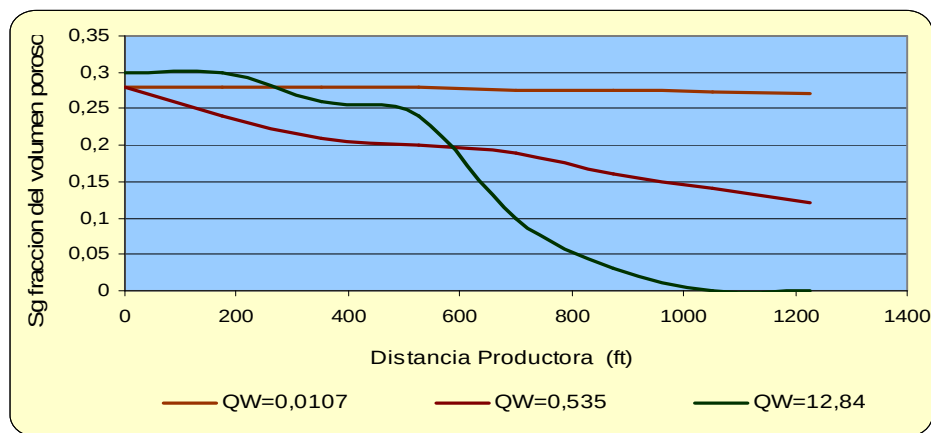
¹⁸ KITE, J.R., STANCLIFT, R.J., STEPHAN, S.C. Jr., and RAPOPORT, L.A.; "Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas," Trans. AIME (1956) 207, 215-221.

¹⁹ Anil K.Dandona The influence of gas saturation on waterflood performance-variations caused by changes in flooding rate; SPE 4257 1972

libre es disuelto en el banco de aceite y no conllevaría a una disminución en el aceite residual.

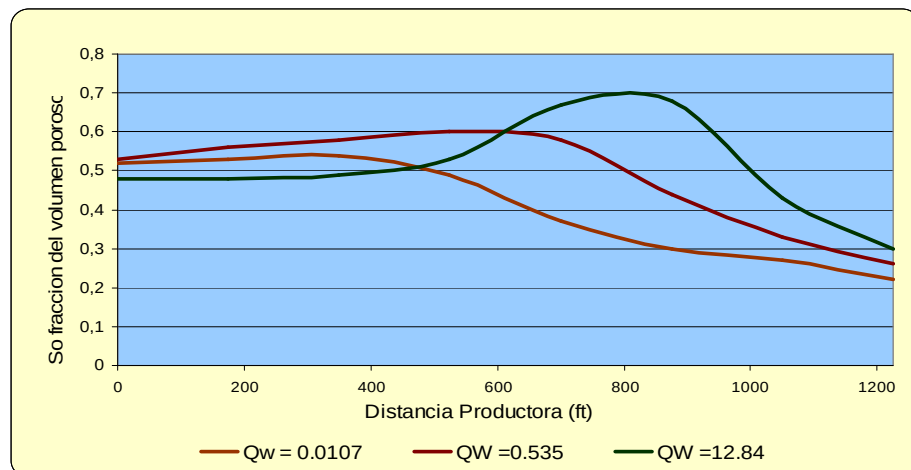
Algunos de los resultados de las experiencias del autor son representadas en las **figuras 27 y 28** en donde se muestran los perfiles de saturación de gas y aceite para 0.125 VP de agua inyectada al sistema.

Figura 27. Perfil de saturación de gas a diferentes tasas de inyección.



Fuente: Anil K.Dandona The influence of gas saturation on waterflood performance-variations caused by changes in flooding rate.

Figura 28. Perfil de saturación de aceite a diferentes tasas de inyección.



Fuente: Anil K.Dandona The influence of gas saturation on Waterflood performance-variations caused by changes in flooding rate.

En las **figuras 27 y 28** se observa que para distancias mayores a 400 pies cuando se inyectan a tasas altas el gas que estaba atrapado se redissuelve en el banco de aceite aumentando el factor volumétrico del aceite, disminuyendo la saturación de gas atrapado y aumentando el aceite residual. Cuando se inyectan a tasas bajas el gas permanece atrapado, a una mayor razón que cuando se inyectan altas tasas.

1.5 Determinación de la saturación de gas.

Conocer la saturación de gas presente al momento de inyectar agua, es uno tal de los factores más importantes a evaluar, debido a que de este depende el desempeño y la rentabilidad del proyecto. Los resultados, son mostrados en forma cualitativa, y algunas veces en forma cuantitativa según el método que se utilice.

Algunas técnicas implementadas para cuantificar la saturación de gas son presentadas a continuación, entre estas están el uso de balance de materia, registros de pozos y medidas a nivel de laboratorio.

1.5.1. Determinación de la saturación de gas inicial por balance de materia:

Las ecuaciones de balance de materia representan la cantidad de fluidos en el yacimiento; sin embargo para que se puedan utilizar se deben plantear las siguientes suposiciones:

- El volumen poroso del yacimiento permanece constante durante la historia de producción.
- Los fluidos en el yacimiento están distribuidos uniformemente a través de todo el volumen poroso.
- La saturación de agua irreducible es igual a la saturación de agua inicial.

La saturación de gas libre en el yacimiento puede ser deducida de dos métodos:

1 Método volumétrico^{20 21}:

Asumiendo que no hay variación en la porosidad, presión, y que no existe intrusión de agua, se considera el volumen de hidrocarburos constante. Este método asume que el gas liberado por expansión, es la diferencia entre el volumen de aceite total inicial menos el volumen de aceite remanente en el yacimiento en cualquier tiempo durante la vida de producción.

Expresándolo matemáticamente es:

- Volumen de aceite inicial total = NB_{oi} (5)

- Volumen de aceite actual = $(N - N_p)B_o$ (6)

Gas liberado en el yacimiento: (Volumen de aceite inicial total – volumen de aceite actual).

- Gas liberado = $NB_{oi} - (N - N_p)B_o$ (7)

Expresando la saturación de gas como una fracción del volumen poroso

donde
$$V_p = \frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wi})}$$
 (8)

Entonces; la saturación de gas es igual a:

$$S_g = 1 - \left(1 - \frac{N_p}{N} \frac{B_o}{B_{oi}} \right) (1 - S_{wi})$$
 (9)

Donde:

²⁰ DAKE. L. P. "Fundamentals of Reservoir Engineering"; New York, 1951.

²¹ CALHAOU. John, Jr. "Fundamentals of Reservoir Engineering"; University of Oklahoma, 1953.

S_g = Saturación de gas @ cualquier tiempo t.

S_{gi} = Saturación de agua inicial

N_p = Petróleo producido @ t

N = Petróleo Original In Situ.

B_o = Factor Volumétrico del aceite @ t.

B_{oi} = Factor Volumétrico de aceite inicial.

La ecuación 9 permite calcular la saturación de gas en función de la cantidad de aceite producido, el aceite original en el yacimiento, factores volumétricos del aceite y saturación de agua inicial; la mayoría de estas variables se conocen ya sean por registros o historial de producción y análisis de corazones.

2. Balance general de gas

Realizando un balance general sobre el gas se tiene que el gas libre es la diferencia entre el gas que existe inicialmente en solución, el gas producido, y el gas que aun esta en solución:

- Cantidad de gas inicial en solución = $NR_{Si}B_g$. (10)

- Gas producido = $N_p R_p B_g$. (11)

- Gas disuelto = $(N - N_p)R_S B_g$ (12)

- Gas libre = $(NR_{Si} - N_p R_p - (N - N_p)R_S)B_g$ (13)

Entonces la saturación de gas libre expresada nuevamente como una fracción del volumen poroso es:

$$S_g = \frac{[N(R_{Si} - R_S) - N_p(R_p - R_S)]B_g}{NB_{oi}} \frac{(1 - S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \quad (14)$$

Donde:

S_g = Saturación de gas, fracción @ cualquier tiempo t.

S_{wc} = Saturación de agua irreducible, fracción.

N_p = Petróleo producido @ t

N = Petróleo Original In Situ.

B_o = Factor Volumétrico del aceite @ t.

B_{oi} = Factor Volumétrico de aceite inicial.

R_{si} = Relación gas en solución- aceite inicial.

R_p = Relación gas producido-aceite producido @ t.

R_s = Relación gas en solución-aceite @ t.

La ecuación 14, permite calcular la saturación de gas libre en el yacimiento; esta ecuación esta en función del aceite estimado originalmente, del aceite producido, del factor volumétrico de formación del gas y del aceite, saturación de agua inicial y relación gas aceite. La variable que más influye a la formación de la saturación de gas es la disminución del R_s , una vez se alcanza la presión de burbuja y si no se hacen programas de mantenimiento de presión el R_s , disminuye provocando un aumento en la saturación de gas libre en el yacimiento.

Se puede concluir entonces, que la saturación de gas es inversamente proporcional al R_s . A su vez el R_s disminuye, una vez la presión del yacimiento alcanza la presión de burbuja, por esta razón es recomendable inyectar al mayor valor de R_s posible, para evitar periodos de llene y disminución en el factor de recobro.

1.5.2 Determinación de la saturación de gas inicial en laboratorio.

La saturación inicial de aceite, gas y agua son condiciones que desde el principio se deben conocer o establecer a nivel de laboratorio, pero de alguna u otra forma también deben ser corroboradas para asegurar, que se

tienen las condiciones requeridas para la prueba y de esta manera garantizar, resultados precisos y representativos.

La evaporación controlada es un procedimiento utilizado por Land²² y varios autores²³ para obtener una saturación de gas inicial en sus experiencias y que comúnmente se utiliza en los métodos de análisis de corazones, la única diferencia es el componente con que se satura la muestra.

El procedimiento esta representado en la **figura 29** y consta de dos etapas:

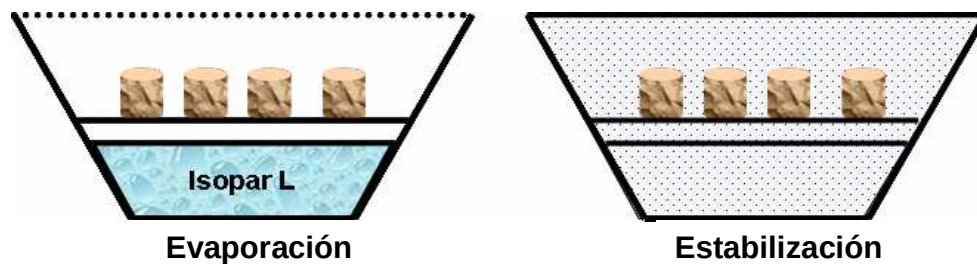
- Primera Etapa: La muestra es llevada dentro de un desecador abierto con Isopar L; para este caso en particular, el Isopar L es un compuesto que se evapora fácilmente; la muestra se satura hasta que se alcance un peso específico.
- Segunda Etapa: Posteriormente, la muestra se pone en un desecador cerrado durante 12 horas, mientras que el aire alrededor de la muestra es saturado por el vapor del Isopar L; en ese momento se detiene la evaporación del componente en la muestra y se procede a pesar. El objetivo de esta segunda fase es conseguir una distribución homogénea de fluidos dentro de la muestra relajando los gradientes capilares de la presión.

Finalmente la saturación de gas inicial se determina por diferencia entre el peso en la primera etapa y el obtenido al final de la segunda.

²²LAND, C, Comparison of calculated with experimental imbibition relative permeability. SPE 3360, 1971.

²³SUZANNE, K; HAMON, G; BILLIOTE, J; TROCME, G. Experimental relationships between residual gas saturation and initial gas saturation in heterogeneous sandstone reservoir. SPE 84038.

Figura 29. Saturación de gas inicial por evaporación controlada.

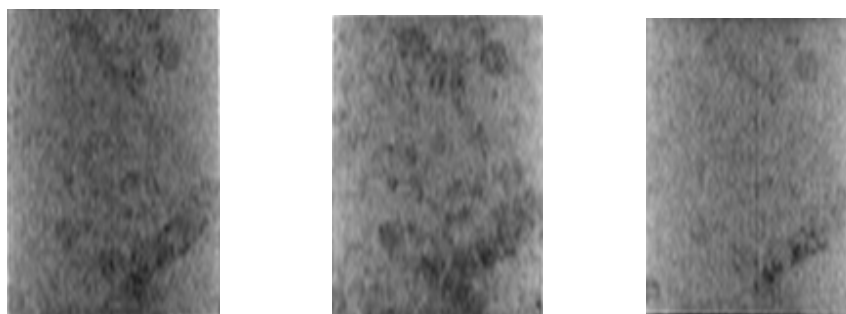


Fuente: LAND, C, Comparison of calculated with experimental imbibition relative permeability. SPE 3360, 1971.

También existen numerosas técnicas de análisis de muestras de corazones tales como: Imbibición Espontánea, Método de Centrifuga y Desplazamiento en Estado Estable; que calculan entre otras, saturaciones de aceite y gas atrapadas o residuales y herramientas tales como CT Scanner, técnica que usa rayos X para obtener imágenes de los corazones por secciones longitudinales a distancias de media pulgada, de esta manera se obtienen las saturaciones de las fases presentes.

En la **figura 30** se observan algunas muestras después de someterse a la prueba de evaporación controlada, estas imágenes se obtuvieron con el uso de técnicas de rayos X, allí se pueden observar diferentes estados de saturación.

Figura 30: Determinación de saturación de gas por evaporación controlada.



Fuente: LAND, C, Comparison of calculated with experimental imbibition relative permeability. SPE 3360, 1971.

1.5.3. Determinación de la saturación de gas por medio de registros de pozos.

Durante años se han desarrollado técnicas que permitan la determinación de la saturación de gas mediante el uso de registros a hueco abierto y con tubería de revestimiento; sin embargo, ninguna de estas técnicas arroja una medida cuantitativa y real de la saturación de gas presente; se limitan a medidas cualitativas y a establecer la zona en donde se encuentra el gas, pero tiene el inconveniente de no ser exactas y estar limitadas a las cercanías de los pozos de donde se toma la muestra. En los registros de pozos la diferenciación entre el gas y el aceite a menudo resulta complicada, las prácticas que tratan de hacerlo se basan, en las diferentes medidas para el agua y el aceite, en los registros a hueco abierto y registros a través de tubería de producción.

La principal técnica para determinar la saturación de gas por medio de registros tomados a hueco abierto; se basa en la combinación de perfiles del registro densidad y el registro neutron. En el registro neutron, la porosidad aparente decrece en presencia de gas debido a que el gas tiene una concentración menor de hidrogeno que varia con la presión y temperatura traerá como consecuencia una lectura de porosidad demasiado baja. En el registro densidad se observará una disminución ocasionado por la diferencia de densidades de los fluidos, y como resultado se va a calcular una porosidad aparente alta.

Si la litología es conocida, junto con el volumen de arcillas, la separación entre el registro densidad y el neutron puede ser usada para detectar la presencia de gas; a menudo estas lecturas son distorsionadas y tienen las siguientes limitaciones:

- Un error en la profundidad de la medida, puede ocasionar una separación de los dos registros neutron y densidad, mostrando una separación, que puede ser malinterpretada como zona de gas.
- La zona invadida normalmente contiene un pequeño volumen de gas, comparado con el del yacimiento original, esto reduce la resolución de la lectura e incrementa los posibles errores estadísticos.
- Se debe conocer la litología y el volumen de arcilla de la formación, para determinar la saturación de gas.
- Se requiere una aproximación del valor de S_{xo} (saturación de agua en la zona invadida) para cuantificar la saturación de gas.

La **figura 31** muestra un ejemplo en donde se identifica zonas de gas con el uso del registro densidad y neutrón. La determinación de la saturación de gas se hace de la siguiente manera:

La densidad del gas ρ_g y el índice de hidrogeno para el gas H_g en el sitio de la toma de la lectura se asume como nulos, con $\rho_g=0$, la densidad del fluido será:

$$\rho_F = S_I \rho_I + S_g \rho_g = S_I \rho_I \quad (15)$$

Donde S_I es la saturación del líquido (agua ó aceite), y ρ_I es la densidad del liquido que generalmente es tomada como uno, ya que las densidades del agua de formación, comúnmente exceden la unidad y las densidades del aceite son poco menores a la unidad entonces se promedian la densidad del agua y la del aceite, de tal manera que:

$$\rho_F \approx S_I \quad (16)$$

y tomando $H_g=0$ y $H_l=1$ se tiene

$$\phi_N = \phi S_l H_l + \phi S_g H_g = \phi S_l \quad (17)$$

$$\text{ó } S_l = 1 - S_g = \phi_N / \phi \quad (18)$$

Combinando la ecuación (16) y la (18) se obtiene:

$$\rho_F \approx \phi_N / \phi \quad (19)$$

Introduciendo la ecuación (19) en la relación de porosidad-densidad y reordenando para la porosidad, se tiene:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b + \phi_N}{\rho_{ma}} \quad (20)$$

Donde

ρ_{ma} = Densidad de la matriz limpia.

ρ_b = Densidad total de la formación.

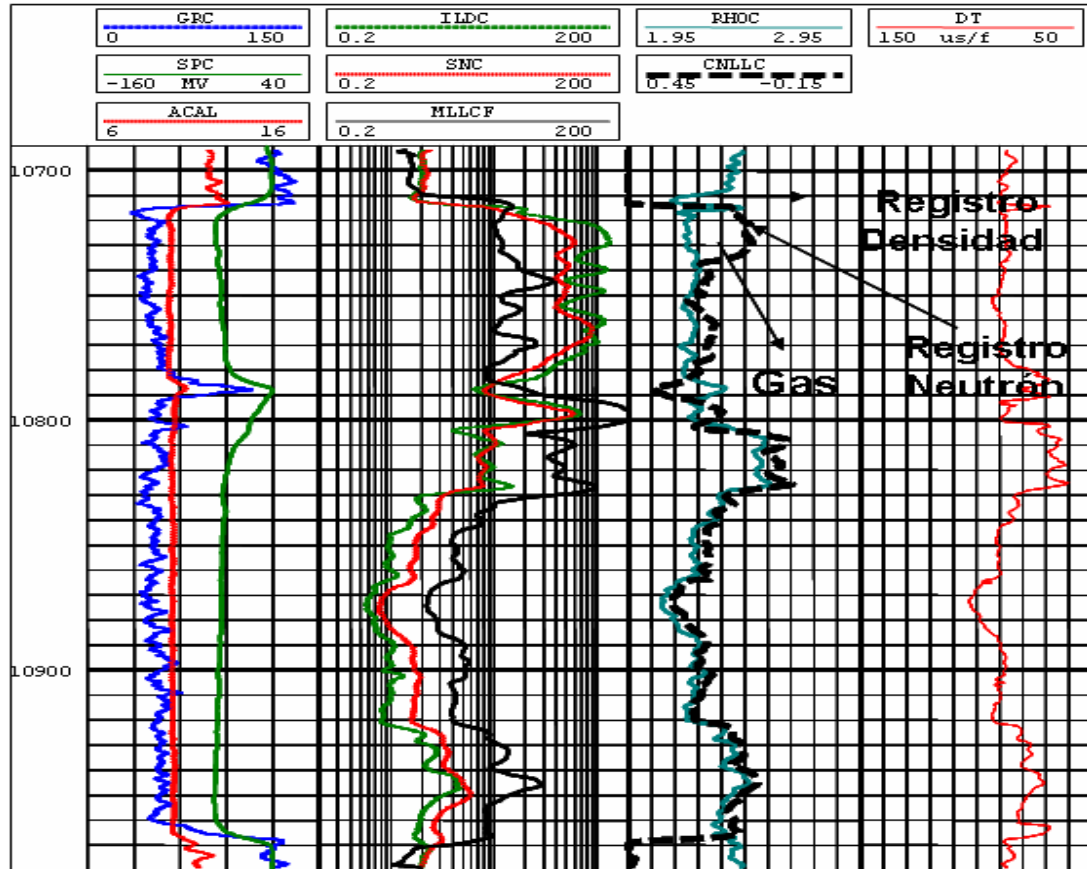
ϕ_N = Porosidad del perfil neutrón.

ϕ = Porosidad de la formación.

Una vez hallada la porosidad de la formación, se determina la saturación de gas con la ecuación (18).

Para usar este método, debe haber poco o nada de lutita, la presencia de cuerpos arcillosos producirá valores demasiados altos de porosidad y valores demasiado bajos de saturación de gas.

Figura 31. Identificación de zonas de gas por registros eléctricos.



Fuente: Interpretación petrofísica de arenas mediante el uso de registros de pozo, ICP.

1.6 Casos de campo que presentan saturación de gas antes de la inyección de agua.

Identificar las oportunidades de aumentar el factor de recobro de los campos petrolíferos es una misión del área gerencial de cada empresa operadora, para ello es necesario conocer las propiedades petrofísicas del yacimiento, las propiedades del fluido, las condiciones operacionales y las relación de reservas recuperadas, reservas iniciales y reservas actuales.

Se hace referencia de manera muy breve a algunos proyectos de inyección de agua con presencia de saturación gas inicial en diferentes regiones del mundo.

Campos maduros colombianos que presentan saturaciones de gas y que han sido proyectos de inyección de agua.

Son muchos los campos colombianos y del mundo considerados maduros que debido a su programa de explotación, en gran parte solo recuperación primaria, presentan saturaciones de gas altas y por ellos bajos factores de recobro. En Colombia, campos con dichas características y que han sido puestos nuevamente en marcha por procesos de inyección de agua son Casabe, La Cira Infantas y Tibú solo por citar algunos de ellos.

A diciembre de 2005, las reservas de petróleo en Colombia alcanzaban los 1.453 millones de barriles, la mayoría de ellas concentradas en campos hoy catalogados como maduros. Frente a este panorama, Ecopetrol ha hecho esfuerzos importantes sobre sus campos maduros, que hoy día han logrado sostener la producción total del país en un promedio de 527 mil barriles por día, frente a una meta de 510 mil barriles.

Parte de la estrategia incluyó proyectos como La Cira – Infantas, emprendido en asocio con Occidental Andina, que a diciembre mantenía una producción de 7.340 barriles de crudo, con un incremento de más de 40% respecto a 2005. El campo Cantagallo, también en el Valle Medio del Magdalena, triplicó su producción en tres años, al pasar de 4.000 barriles a más de 12 mil. Por su parte, el campo Casabe ha mostrado importantes aumentos de la producción en los últimos años al pasar de 5.000 barriles en promedio diarios en 2003 a 7.800 barriles diarios a finales del 2006.

1.6.1. Campo La Cira-Infantas.²⁴

El campo petrolero La Cira-Infantas ha generado más de 800 millones de barriles de petróleo desde su descubrimiento, alcanzando un factor de recobro del 22%, de acuerdo con investigaciones realizadas por Ecopetrol, este campo cuenta con las mayores reservas petroleras "in situ" del país, estimadas en 3.500 millones de barriles.

Con el propósito de incrementar la producción y las reservas extraíbles del campo, Ecopetrol junto con la compañía Occidental Andina firmaron un contrato para su explotación. El contrato hace parte de la estrategia de recuperación de campos que entraron en fase de declinación, se espera recuperar cerca de 200 millones de barriles de crudo, iniciativa que demandará inversiones hasta 500 millones de dólares. Una vez iniciado el proyecto, el campo logro aumentar la producción en, pasando de 5200 barriles diarios, a 6580 barriles, gracias al proyecto de recuperación de reservas iniciado en Enero del 2006.

A raíz de los riesgos inherentes a un proyecto de esa naturaleza, el desarrollo del mismo se dividirá en tres fases. En las dos primeras se realizarán pilotos en pequeñas áreas del campo para verificar su viabilidad; del éxito de éstas dependerá la ejecución integral del proyecto. A finales del 2006, la producción aumentaba de 5200 a finales del 2005 a 6580 a mediados del 2006, y ya para finales del 2006 la producción aumentaba en un 40%, alcanzando los 7340 barriles de aceite por día.

1.6.2. Campo Casabe²⁵.

Fue descubierto en 1941, alcanzo su pico de producción en 1956 con 46 mil barriles diarios y posteriormente en los años 70 entro a su etapa de declinación llegando a los 4.400 barriles de aceite por día. Casabe se

²⁴ www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera.

²⁵ www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera.

caracteriza por un bajo factor de recobro, 24%. Los programas implementados de inyección de agua y perforación de pozos han arrojado un aumento significativo en la producción de aceite, dos años después de iniciado el proyecto, el campo arroja una producción de 7800 barriles de aceite por día comparados con los 4000 que se tenían antes de iniciar los proyectos de recuperación secundario.

1.6.3. Campo Tibú²⁶.

El campo Tibú inició producción en 1944, alcanzó su pico de producción en 1955 con 26 mil barriles de aceite por día, la producción acumulada del campo asciende a 247 millones de barriles de petróleo. Ecopetrol S.A. y el Consorcio Tibú, conformado por Petrobrás Colombia y Petrobrás Energía Internacional, suscribieron un acuerdo para el desarrollo del campo Tibú, con el objetivo de implementar nuevas reservas en el desarrollo de los campos maduros. ECOPETROL y Petrobrás estiman que como resultado de las actividades que realizarán en el campo, las reservas recuperables adicionales podrían ser superiores a los 100 millones de barriles, lo cual dispararía la producción actual de 1.800 barriles de petróleo diarios a más de 15.000 barriles de aceite por día.

Campo Cantagallo²⁷.

El campo Cantagallo esta ubicado en el valle medio del magdalena, fue considerado por la empresa como un campo marginal, hoy por hoy es uno de los pilares y que nuevamente ha mostrado buenos resultados debido a los procesos que se han implementado, entre ellos piloto de inyección de agua y programas de perforación infill.

²⁶ www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera.

²⁷ PEREZ, LE, SPE, GOMEZ, V, GONZALEZ, JG, LOZANO, Me, SARMIENTO, LE and VARGAS, JA, Ecopetrol S.A. Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field. SPE 107885, 2007.

El campo fue descubierto en 1942 y alcanzo un pico de producción de 20400 barriles de aceite por día en 1962. En 1999, la producción declino a 5000 BOPD alcanzando un corte de agua del 35%, en ese entonces fue catalogado como un campo marginal. El recobro primario del Campo (Dic. /01) fue de aproximadamente 159.7 Mbls, para un factor de recobro de 14 %.

Diferentes factores apuntan a enormes potenciales de desarrollo y optimización del campo, entre ellas piloto de inyección de agua, perforación infill y fracturamiento hidráulico.

En el campo se han identificado tres sectores, Sector Norte, Central y Sector Sur. De acuerdo con el comportamiento de presiones y producción, se desea implementar un piloto de inyección de agua en el sector norte ya que es el que presenta la menor saturación de gas libre. El objetivo de inyección del piloto son las arenas C, para las cuales se estima un volumen inicial de inyección de 4500 BWPD, lo que representará un recobro incremental por inyección de agua de 2.0 MBIs de reservas no probadas probables (RNPP) de petróleo, en un periodo de 25 años. De resultar favorables los resultados del piloto, se han visualizado cinco patrones de inyección similares, los cuales se estima que aportarían 10 MBIs de RNPP adicionales. El máximo recobro que se puede alcanzar en este proceso de inyección es de 38% del petróleo remanente al inicio de la inyección hasta alcanzar un corte de agua del 95%.

La mayoría de campos colombianos presentan factores de recobro bajos, aproximadamente entre el 20 y 25%; son muy pocos en los que se han implementado proyectos de recuperación secundaria, tales como inyección de gas o inyección de agua; por lo general, se realizan pruebas piloto y muy pocas veces son ejecutados en el área total del campo.

Campos en el mundo que presentan saturaciones de gas y que han sido proyectos de inyección de agua.

1.6.5. Campo Sooner Unit ²⁸

El campo petrolero Sooner Unit esta ubicado en Weld County, Colorado; cerca la ciudad de New Raymer, 100 millas al noreste de Denver. El campo fue descubierto en Diciembre de 1985 cuando fue completado el primer pozo en las arenas D que se encuentran entre 6309 y 6334 pies. El campo inicialmente fue saturado, sin embargo no se tienen conocimiento o se considero como insignificante la existencia de una posible capa de gas; la producción proviene principalmente de una arenisca de la formación del cretaceo de baja permeabilidad, en promedio 25 md; y porosidad del 12%. La temperatura del yacimiento es de 225 °F y la presión originalmente alcanzaba los 1800 psi, la saturación de agua inicial fue del 15%. El OOIP estimado fue de 6 MSTB y un OGIP 3 billones de pies cúbicos BCF. La gravedad °API del fluido es un aceite volátil de 40 °, con una presión de burbuja de 1800 psi, un GOR de 840 SCF/STB, y factor volumétrico de formación de 1.6 RB/STB.

El campo tuvo su producción primaria entre Diciembre de 1985 y febrero de 1988, alcanzando su pico de producción en Abril de 1988 cuando produjo 50.000 STB, alcanzando un factor de recobro del 13%. Inicialmente se tuvo un GOR aproximado de 600 SCF/STB y cuando se alcanzo el pico de producción el GOR alcanzaba los 4500 SCF/STB. El alto GOR es resultado de la alta temperatura del yacimiento, la composición volátil del aceite, y la baja permeabilidad del yacimiento. El recobro secundario del campo por inyección de agua inicio en Septiembre de 1989 cuando su presión ya había

²⁸ HAYWORTH, W. R. Waterflooding a sandstone reservoir with a mobile gas saturation: Sooner unit field case history. SPE 21823, 1991.

declinado su presión original o presión de burbuja; en ese momento la saturación de gas alcanzaba el 20% del VP.

Para la inyección de agua; inicialmente se perforaron dos pozos inyectores que inyectaban una tasa de 1000 BWPD, luego se convirtieron dos pozos productores a inyectores, y se aumento la tasa a un promedio de 3000 BWPD. El agua de inyección se producía del mismo yacimiento, con una producción máxima de 3500 BWPD. En las primeras etapas de la inyección, la presión no alcanzaba la presión de burbuja, se tenían altos valores de GOR, y los tiempos de llenado eran muy extensos, trayendo repercusiones tanto de tipo técnico como económicas. Los niveles de producción y GOR fueron monitoreados y así minimizar el periodo de llene.

Los niveles de presión y pruebas de pozos mostraron suficiente represurización en algunos sectores del yacimiento aumentado la tasa de producción en 300 BOPD. En aquellas zonas del yacimiento donde aun se tenían niveles de GOR altos y bajas presiones se decido inyectar parte del gas que se producía, y así ayudar a represurizar el yacimiento.

El desempeño de la inyección de agua en el campo mostró buenos resultados, se logro bajar los niveles del GOR y aumentar la tasa de producción en más de 300 BOPD, el factor de recobro pudo aumentarse considerablemente pasando de un 13% de producción primaria a un 20% con la inyección de agua. Los altos periodos de llene se deben a la alta saturación de gas que se tenia en el momento de la inyección y a las bajas tasas de inyección; debido a que se inyectaba a la capacidad máxima y no a la necesaria para acelerar la represurizacion del yacimiento.

1.6.6. Campo Curry Unit ²⁹

El proyecto de inyección de agua en el campo Curry Unit esta ubicado 4 millas al suroeste de Breckenridge, Stephens County, Texas. La principal formación productora del campo es Caddo Ref, la cual se encuentra a una profundidad promedio de 3200 pies. El campo tiene una extensión de 3.6 millas de longitud y 2.5 millas de ancho abarcando mas de 3200 acres productivas. El campo fue descubierto en 1918, y en 1925 ya tenia 195 pozos productores, la cual tenían un promedio de producción entre 15 y 200 barriles de aceite por día. Durante el ultimo programa de perforación, las propiedades del yacimiento fueron reorganizadas y estimas nuevamente, la porosidad variaba entre 5 y 22 %, para un promedio de 14.5; la permeabilidad variaba entre 0.1 y 390 md, para un promedio de 11 md, espesores productores que variaban entre 90 y 115 pies y saturación de agua intersticial de 22 %. Se estimo la presión original del yacimiento en 3000 psi, la temperatura de la formación fue de 104°F, el factor volumétrico de formación inicial fue de 1.35 con un GOR de 600 Scf/Stb, baja viscosidad del crudo y gravedad API de 40°, lo cual hacen un yacimiento ideal para inyección de agua.

El principal mecanismo de producción fue el drenaje gravitacional; al principio se pensó que la saturación de gas estaba dispersa a través de la formación en todas las áreas del campo, pero debido a la alta relación gas aceite, GOR, alta permeabilidad vertical, y el tiempo transcurrido entre la presión de saturación y presión de inyección, llevo a la formación de una alta saturación de gas libre en el yacimiento y la formación de una capa de gas secundaria en la zona sur del campo.

La alta saturación de gas en el yacimiento, y la formación de la capa de gas es debido a que dos años después de iniciado la etapa de explotación, se

²⁹ Curry Unit: A successessful waterflood in a depleted carbonate reservoir with high gas saturation. SPE 4602. 1975.

había alcanzado la presión de burbuja y por mas de 40 años se siguió con los mismos esquemas de explotación, depletando el yacimiento a una razón mayor y alcanzando un GOR de 20000 a 30000 scf/STB. La producción de los pozos variaba dependiendo de la formación productora, diámetros de casing y estimulación hecha en los diferentes pozos con nitroglicerina, lo cual arrojaban entre 15 y 200 barriles de aceite por día. La producción primaria del campo duro 40 años, cuando en 1966 se decidió realizar los programas de inyección de agua, o recuperación secundaria; bajo producción primaria se logro recuperar el 15% del OOIP.

La producción incremento substancialmente cuando se perforaron nuevos pozos con diseños de completamiento diferentes, se aumento la densidad de cañoneo y se realizaron trabajos de workover en los pozos viejos para el programa de inyección de agua. El programa de inyección de agua inicio en 1966 cuando la saturación de gas libre en el yacimiento alcanzaba el 24%.

Debido a la alta saturación de gas, el esquema de inyección fue inyectar a altas tasas y presiones de inyección cercanas a la presión de fractura, patrones de inyección de 5 puntos normales con un espaciamiento de 40 acres. La producción al inicio de la inyección (1966), era cercana a los 80 Bopd, cinco años mas tardes (1971) se inyecto sobre el área total del campo, y en 1972 la producción aumento a 3650 Bopd, lo cual llevo un periodo de llene de seis años.

El periodo de llene no fue muy extenso comparado con la alta saturación de gas libre en el yacimiento, esto fue debido a que las tasas de inyección duplicaban las tasas de producción y una vez alcanzada la ruptura del agua inyectada en los pozos productores se mantuvo la tasa de inyección.

Con el programa de recuperación secundaria se lograron recuperar 3 millones de barriles de crudo entre 1966 y 1972, tiempo en el cual se alcanzo el llene, y 1972 y 1975 periodo en el cual se extrapolo el área de inyección;

los modelos de predicción estimaban recuperar a diez años 7.5 millones de barriles de crudo, la vida del programa de inyección de agua fue basado sobre 1 VP.

Los programas de monitoreo estaban basados sobre los análisis de la cantidad de cloruro de sodio del agua producida y el agua inyectada a la formación; en la prueba piloto se eliminaba gran parte de contenido de sal en el agua inyectada, una vez se decidió inyectar en el área total del campo se eliminaron los programas de tratamientos de agua inyectada.

El programa de recuperación secundaria en el campo Curry Unit mostró buenos resultados al programa de inyección de agua, se logro aumentar la tasa de producción de los pozos productores, se logro aumentar las reservas del campo y se desarrollaron programas alternos para optimización de producción.

Sin embargo, los resultados hubieran podido ser más satisfactorios sino se hubiera dejado depletar de tal forma el yacimiento, si el programa de inyección hubiera iniciado una vez alcanzado la presión de saturación y se hubieran hecho estudios de inyección de gas en el campo. Al ser un yacimiento cercano al punto crítico, la formación de gas en el yacimiento es alta, existe bloqueo al flujo en la cara del pozo y necesita de estudios y maneras de explotación mas avanzada. Muy probablemente, la inyección de gas o la inyección alterna de agua y gas, WAG, hubieran mostrado resultados más optimistas que la inyección de agua, como proceso de recuperación secundaria.

Una posible causa a los bajos niveles de producción, fue el tipo de completamiento que se tenia para ese entonces, una vez se cambiaron los tipos de completamiento en los pozos del ultimo programa de perforación lo niveles de producción por pozo aumentaron, la mayoría de la producción provenía de los últimos pozos perforados.

2. SIMULACION NUMERICA DEL EFECTO DE LA SATURACIÓN DE GAS SOBRE LA INYECCIÓN DE AGUA.

La simulación de yacimientos es una de las herramientas que mas fuerza ha tomado durante los últimos años, el principal objetivo que tiene es estudiar el yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación, mejorando la producción de aceite bajo la integración de diferentes áreas de la ingeniería de petróleos tales como petrofísica, ingeniería de yacimientos y facilidades de producción. La simulación numérica también es empleada para:

- Determinar el volumen de aceite original en el yacimiento.
- Conocer el comportamiento de los fluidos en el medio poroso a través del tiempo.
- Establecer el comportamiento del yacimiento bajo diferentes mecanismos de desplazamiento.
- Simular procesos de recuperación secundaria o terciaria.
- Optimizar los sistemas de recolección de fluidos en superficie.
- Determinar los efectos de la localización de pozos y su espaciamiento, en su productividad y eficiencia de barrido.
- Contar con suficiente información para estimar los costos de producción del campo.
- Realizar análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos mediante las variaciones de parámetros operacionales y de yacimiento.
- Planear los escenarios de explotación a futuro.

En el presente trabajo se emplea la simulación numérica como herramienta para determinar el efecto de la saturación de gas libre en el yacimiento en procesos de inyección de agua, se realiza un análisis de sensibilidad a parámetros operacionales, con el fin de mejorar la eficiencia de la inyección de agua cuando existe saturación de gas libre.

Los modelos de simulación empleados en el estudio utiliza patrones de inyección de cinco puntos normales e invertidos para el modelo homogéneo y para el caso heterogéneo respectivamente; el modelo de simulación heterogéneo presenta características de un campo colombiano con propiedades similares a los campos del Magdalena Medio, en el que se evalúa el desempeño de la prueba piloto de inyección de agua en un sector del campo con el objetivo de aumentar el factor de recobro.

2.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.

- **Selección del software de simulación³⁰:**

El software utilizado para el estudio del efecto de la saturación de gas inicial en procesos de inyección de agua empleando simulación numérica fue el software IMEX de la compañía Computer Modelling Group, CMG. IMEX es un simulador trifásico de aceite negro implícito/explicito; que modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-aceite o agua-aceite-gas. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos, o de profundidad variable y espesor variable. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallados, incluyendo complejas estructuras heterogéneas falladas.

Entre las aplicaciones del simulador IMEX, se encuentran:

- Depleción primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos subsaturados y saturados.
- Estudios de conificación.
- Desarrollo de yacimientos bajo condiciones de superficie.

³⁰ Computer Modelling Group Ltd. Users guide IMEX advanced oil/gas reservoir simulator. Calgary, Alberta, Canada. 2005

- Recobro secundario: Desplazamiento por inyección de agua e inyección de gas.
- Recobro mejorado: Inyección miscible y pseudo-miscibles y procesos WAG.

- **Adquisición y revisión de datos:**

Disponer de la mayor información posible de propiedades petrofísicas, registros de pozos, fluidos de yacimiento, presiones capilares y permeabilidades relativas. Si no se cuenta con los valores de las propiedades necesarias, es preciso utilizar correlaciones apropiadas para el cálculo de su magnitud.

- **Enmallado de simulación:**

La selección del enmallado de simulación debe tener en cuenta al menos los criterios de selección básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de corrida y evitar posibles errores que se puedan presentar en el balance de materia del yacimiento.

- **Ejecución de simulación:**

Se realizan varias corridas con el fin de revisar los datos no recurrentes y verificar la validez de los datos de entrada del modelo construido, identificando los problemas que estos presenten.

- **Ajuste de parámetros:**

Una vez identificados los problemas en la simulación, se realiza el ajuste de los parámetros respectivos con el objetivo de obtener resultados confiables.

- **Modelos confinados y no confinados:**

En la selección del modelo, se debe contemplar la posibilidad de plantear un modelo confinado o no confinado. La diferencia que existe entre estos dos modelos radica, en que en el modelo confinado no existen alrededores que

puedan influenciar el área de estudio, mientras que en el no confinado el anillo en los alrededores influye en el comportamiento al interior del patrón de inyección.

- **Sensibilidad de parámetros:**

Se realizan diferentes corridas variando parámetros operacionales, presiones de inyección y producción, tasas de inyección, espaciamiento entre pozos, con el propósito de identificar cuáles de ellos tienen un mayor efecto en la eficiencia de los procesos de recobro y establecer los escenarios operacionales donde se presenta la mejor recuperación de aceite.

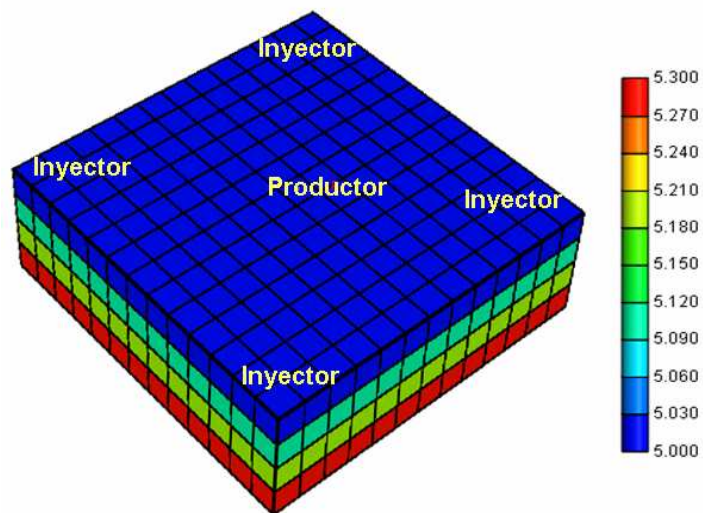
2.1.1 Descripción del modelo de simulación:

Para analizar el efecto de la saturación de gas en el desempeño de la inyección de agua, se hizo necesario la construcción de un modelo conceptual homogéneo, el cual a su vez sirvió de base para plantear un modelo con características del Valle Medio del Magdalena; para esto, se consideraron aspectos tales como el desarrollo de un modelo confinado y uno no confinado, igualmente la influencia del volumen que representaría el área no confinada en el patrón de inyección, el tiempo empleado durante la corrida de simulación, la exactitud de las respuestas y los posibles errores que pudieran presentarse durante la solución de las ecuaciones de balance de materia.

El enmallado cartesiano difirió tanto para el modelo homogéneo como para el heterogéneo; el enmallado para el modelo homogéneo consta de 676 celdas divididas en 13x13x4 tal como se observa en la **figura 32**, donde cada celda mide 120 pies para el modelo no confinado y 101,54 pies para el modelo confinado, esto con el objetivo de mantener el espaciamiento entre pozos constante e igual a 40 acres en los dos modelos. Las propiedades del enmallado, roca y fluido son las mismas tanto para el modelo confinado como

para el no confinado, y se presentan en las **tablas 1, 2 y 3** respectivamente. Las propiedades del modelo heterogéneo se mostraran en la sección del caso de aplicación. Caso heterogéneo.

Figura 32. Enmallado de simulación empleado



Fuente: Simulador IMEX. Computer Modelling Group.

Tabla 1. Propiedades del enmallado.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Espaciamiento entre pozos	40	acres
Profundidad del tope	5000	pies
Presión inicial	2150	psi
Espesor neto	60	pies
Compresibilidad de la roca	$5e^{-6}$	1/psi
Temperatura yacimiento	160	°F

Tabla.2 Propiedades del fluido.

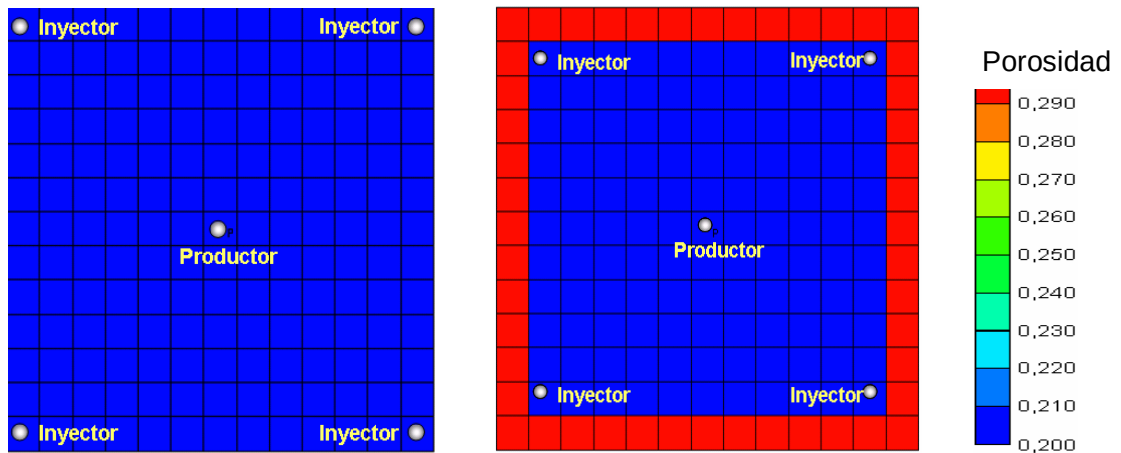
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Viscosidad Aceite	7	cp
Gravedad	20	API
Viscosidad de Agua	0.538	cp
Presión Saturación	761.59	psi
Gravedad especifica del gas (Aire=1)	0.8	

Tabla 3. Propiedades de roca.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Permeabilidad horizontal	100	md
Permeabilidad vertical	10	md
Porosidad	20	%

De acuerdo a esto, la diferencia física que existe entre el modelo confinado y el no confinado radica, en que el modelo no confinado presenta un anillo de volumen exterior equivalente al 35 % del volumen total de aceite in situ y así, apreciar la influencia de los alrededores sobre los pozos productores e inyectores, según el patrón de inyección que se tenga. Para evaluar el efecto del volumen en los alrededores, se varió la porosidad en el anillo, manteniendo la porosidad del patrón constante e igual al 20%, como lo muestra la **figura 33**.

Figura 33. Vista areal del modelo confinado y no confinado respectivamente.



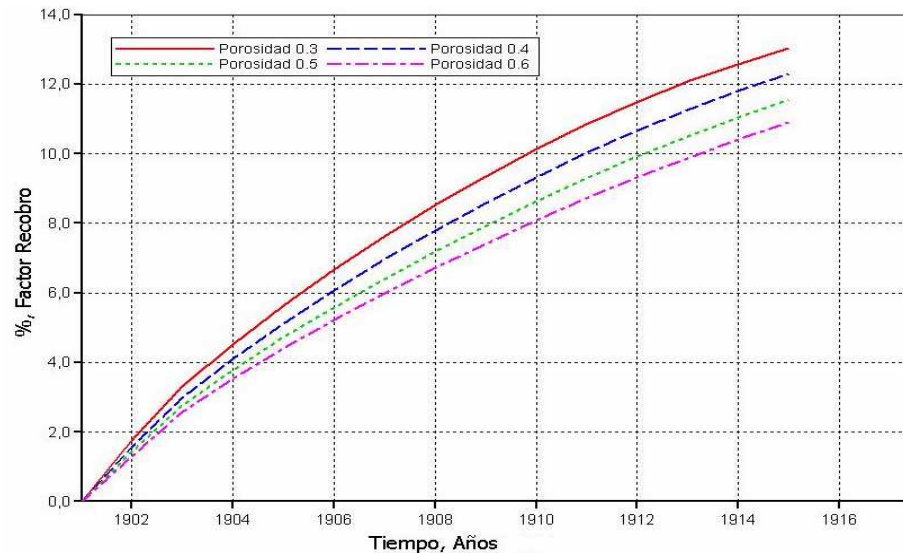
Fuente: Simulador IMEX. Computer Modelling Group.

La porosidad en los alrededores, que se definió como base para el modelo no confinado, fue tomada después de realizar una sensibilidad a dicha propiedad y observar el efecto de la porosidad en variables como el factor de recobro y la presión promedio del yacimiento; las **figuras 34 y 35** exponen las tendencias de estos parámetros para las diferentes porosidades en el anillo externo.

De las **figuras 34 y 35** puede observarse claramente que para valores de porosidad altos en los alrededores del patrón, el factor de recobro disminuye y existe un mayor mantenimiento de presión. Este efecto es debido a que el área evaluada corresponde al área total del modelo incluyendo el volumen del anillo.

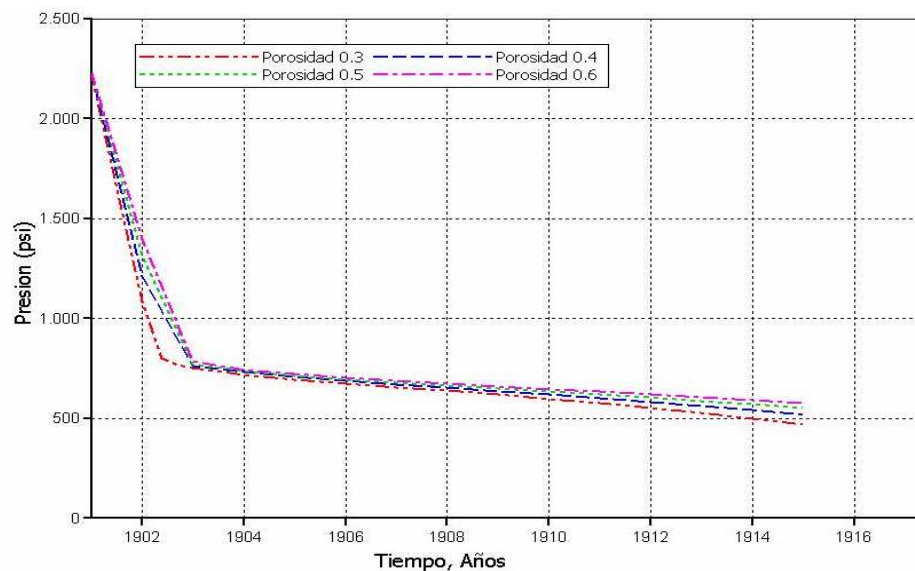
Cabe resaltar que al aumentar la porosidad en el anillo de no confinamiento, disminuye el factor de recobro debido a que aumenta el volumen de hidrocarburos total que se está drenando a las mismas condiciones operacionales tales como espaciamiento entre pozos, caudales de líquidos en superficie y presiones de fondo fluyendo tal como se muestra en la **tabla 4**.

Figura 34. Comparación del factor de recobro, variando la porosidad del anillo exterior.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005. Computer Modelling Group.

Figura 35. Comparación de la presión promedio del yacimiento, variando la porosidad del anillo exterior.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005. Computer Modelling Group

Tabla 4. Comparación de OOIP para diferentes porosidades.

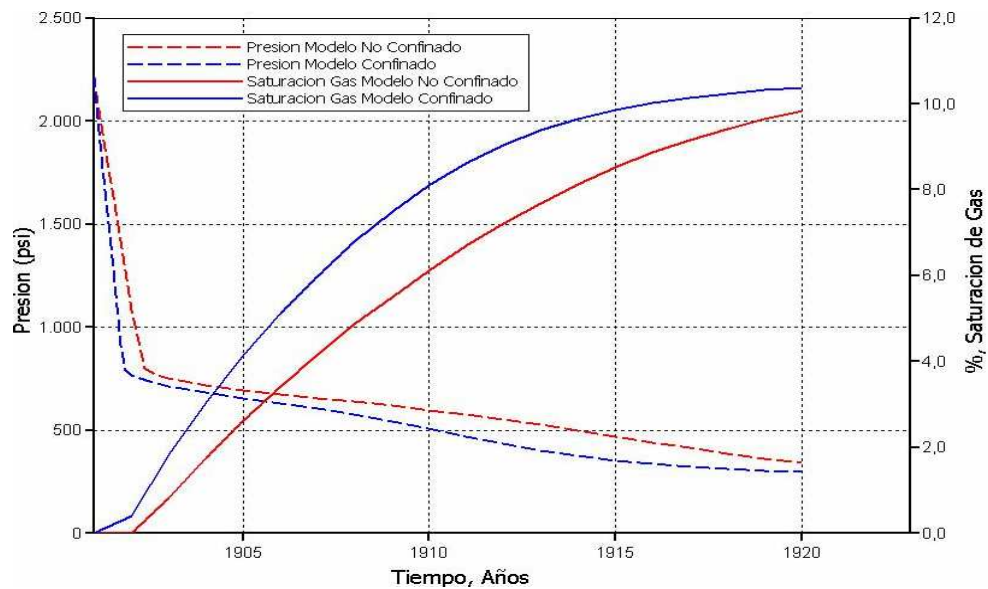
POROSIDAD	OOIP	UNIDAD
30%	10.326	MBIs
40%	11.61	MBIs
60%	14.17	MBIs
80%	16.747	MBIs

Una vez hecha la sensibilidad, se decidió tomar el valor base de porosidad en los alrededores del modelo igual al 30%, por las siguientes razones: el factor de recobro tiende a un valor de quince por ciento, que para este caso resulta representativo, ya que el principal mecanismo de producción presente en el modelo es gas en solución; existe un menor mantenimiento de presión y por lo tanto una mayor saturación de gas presente en el yacimiento.

2.2. COMPARACIÓN ENTRE UN MODELO CONFINADO Y UNO NO CONFINADO.

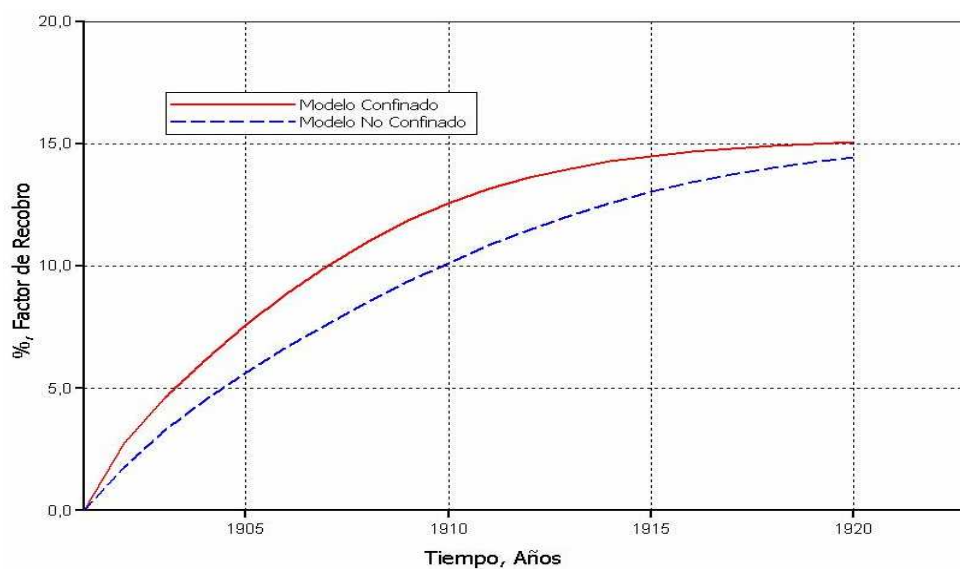
Una vez se definió el modelo no confinado se confrontó los resultados obtenidos entre el modelo confinado y el no confinado. En las **figuras 36 y 37**, se observan los cambios en presión, saturación de gas y factor de recobro tanto para el modelo confinado como para el no confinado.

Figura 36. Comparación de la presión y saturación de gas entre un modelo confinado y uno no confinado.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005. Computer Modelling Group.

Figura 37. Comparación del factor de recobro entre un modelo confinado y uno no confinado.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005. Computer Modelling Group.

En la **figura 36**, se puede observar que el comportamiento de la presión entre el modelo confinado y no confinado es diferente, esto se debe a que en el modelo no confinado, el volumen de hidrocarburos en la zona externa del anillo ayuda a mantener la presión del yacimiento. Este efecto también se ilustra en el comportamiento de la saturación de gas para el modelo confinado, se observa que una vez inicia la producción de aceite, se presenta una saturación de gas libre en el yacimiento, efecto que no sucede en el modelo no confinado por influencia del volumen en los alrededores; cabe resaltar que para ambos modelos tanto la presión inicial, la presión de burbuja y el R_s inicial fueron los mismos.

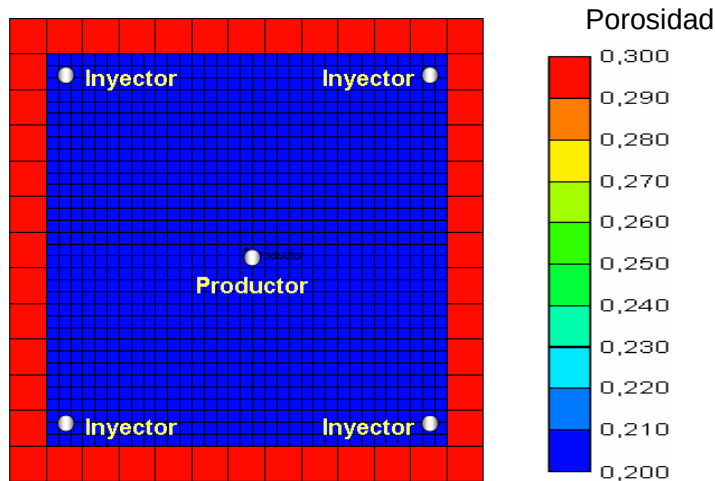
Los resultados presentados en la **figura 37** permiten inferir que el factor de recobro en un modelo confinado es mayor comparado al que se tiene con un modelo no confinado; esto es debido a la diferencia de volumen de hidrocarburos in situ que existe entre ambos modelos , por tal motivo, los modelos confinados o cerrados son tratados mas a nivel de laboratorio o en campos donde se ha tenido un patrón de desarrollo definido y donde se han ejecutado programas de perforación infill o reducción de espaciamiento, mientras que los modelos no confinados son comunes en pruebas piloto donde se quiere implementar procesos de recuperación secundaria, por lo tanto se ajustan mas a la realidad de los campos.

Para este estudio se manejo tanto para el modelo homogéneo como para el heterogéneo un modelo de simulación no confinado, con el objetivo de representar los efectos de los alrededores sobre los pozos productores o inyectores.

DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HOMOGÉNEO.

Una vez establecido el modelo de simulación no confinado, con un patrón de inyección de 5 puntos normal y porosidad en los alrededores del 30%, se decidió realizar una discretización de $3 \times 3 \times 3$, con el fin de obtener una mejor visualización de los fenómenos físicos que suceden al interior del patrón de inyección. Tal como se muestra en la **figura 38**.

Figura 38. Vista areal del modelo con refinamiento de $3 \times 3 \times 3$.

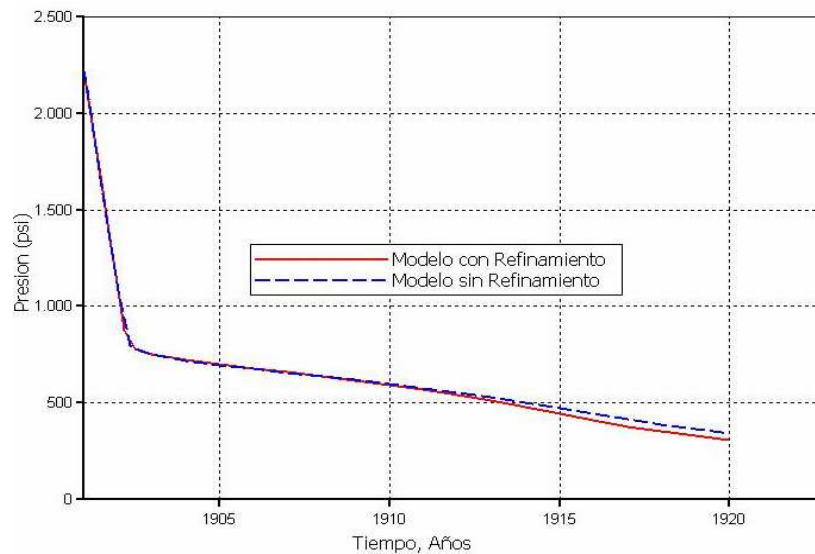


Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005. Computer Modelling Group.

Como se mencionó anteriormente, uno de los parámetros considerados para la selección del enmallado fue la exactitud de las respuestas. Como se observa en las **figuras 39 y 40**, el comportamiento de las curvas de presión promedio del yacimiento y factor de recobro para los dos tipos de enmallado presentan las mismas tendencias, con una mínima diferencia entre cada una de ellas. Además, teniendo en cuenta el tiempo de simulación empleado por cada uno de los enmallados se observó que la duración de la corrida con refinamiento, es mayor a la del modelo sin refinamiento, por estas razones,

en la ejecución del modelo homogéneo no se tuvo en cuenta la discretización.

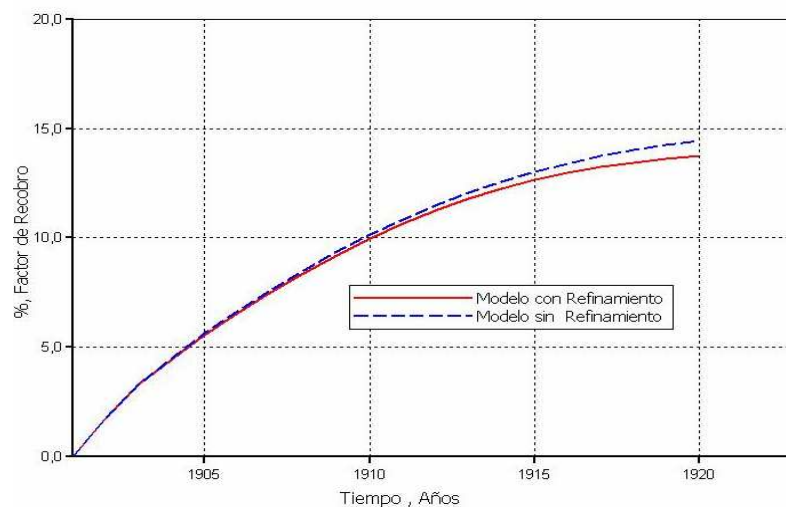
Figura 39. Presión promedio del modelo homogéneo con y sin refinamiento local.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005. Computer Modelling Group.

Las **figuras 41 y 42** presentan las curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite y gas-líquido que corresponden a las características de las rocas y los fluidos de los yacimientos del Valle Medio del Magdalena. Las curvas de permeabilidad relativa determinan en gran parte el flujo de los fluidos en el medio poroso

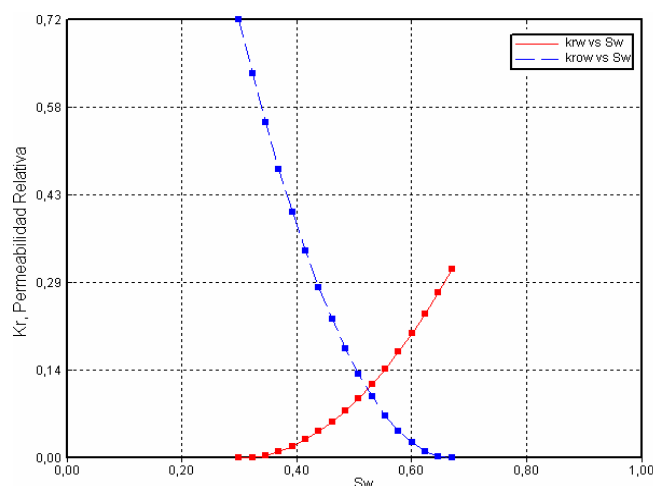
Figura 40. Factor de Recobro con y sin refinamiento local



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

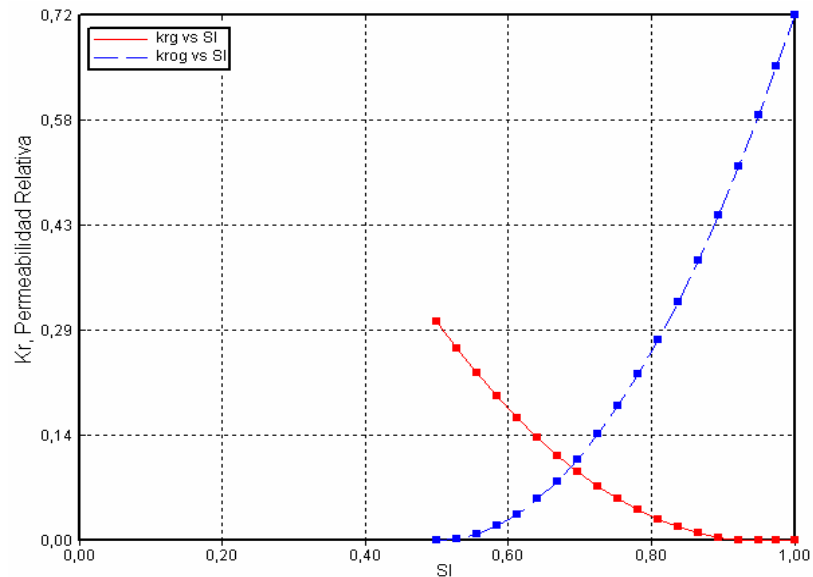
Efecto contrario sucede en yacimientos heterogéneos, donde la discretización en la horizontal y en la vertical se hace necesaria para tener mayor exactitud en los cálculos debido a parámetros tales, como variación de la permeabilidad entre capas, efectos gravitacionales y eficiencias de barrido areal y vertical.

Figura 41. Curvas de permeabilidades relativas sistema agua-aceite.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 42. Curvas de permeabilidades relativas sistema gas-líquido.



Fuente: Simulador IMEX. Computer Modelling Group.

Teniendo en cuenta las características del agua y del aceite contenidos en el yacimiento, el valor de la relación de movilidad obtenido a partir de la ecuación 2 es de 7. Al ser este valor mayor que uno, significa que el movimiento del fluido desplazante, agua, está menos restringido que el fluido desplazado, aceite, presentándose el fenómeno de digitación viscosa.

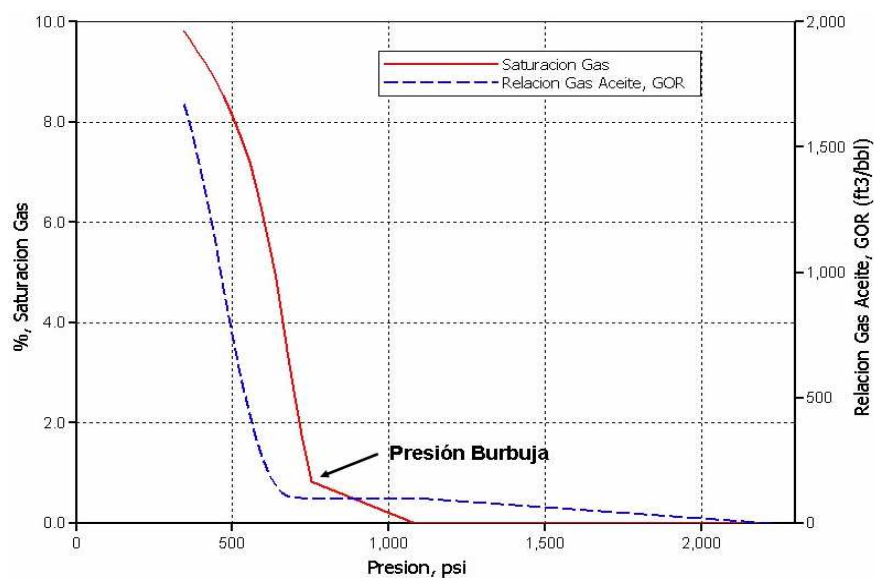
El modelo de simulación para el estudio tiene un área total de 56 acres y un espaciamiento entre pozo inyector y pozo productor de 1018 pies. Tanto el pozo productor como los pozos inyectores fueron perforados en todas las capas o arenas del modelo. En la **tabla 5** se presentan las condiciones base de operación del pozo productor y los pozos inyectores.

Tabla 5. Condiciones base de operación de los pozos.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
POZO PRODUCTOR		
Presión fondo fluyendo, pwf	200	psi
Tasa liquido superficie	500	BPD
POZOS INYECTORES		
Presión de inyección	1200	psi
Tasa de inyección, Agua	600	Bbl/día

Las **figuras 43, 44 y 45** muestran el comportamiento de la saturación de gas y GOR contra presión promedio del yacimiento, tasas instantáneas de aceite, gas y factor de recobro contra el tiempo después de 20 años de simulación respectivamente.

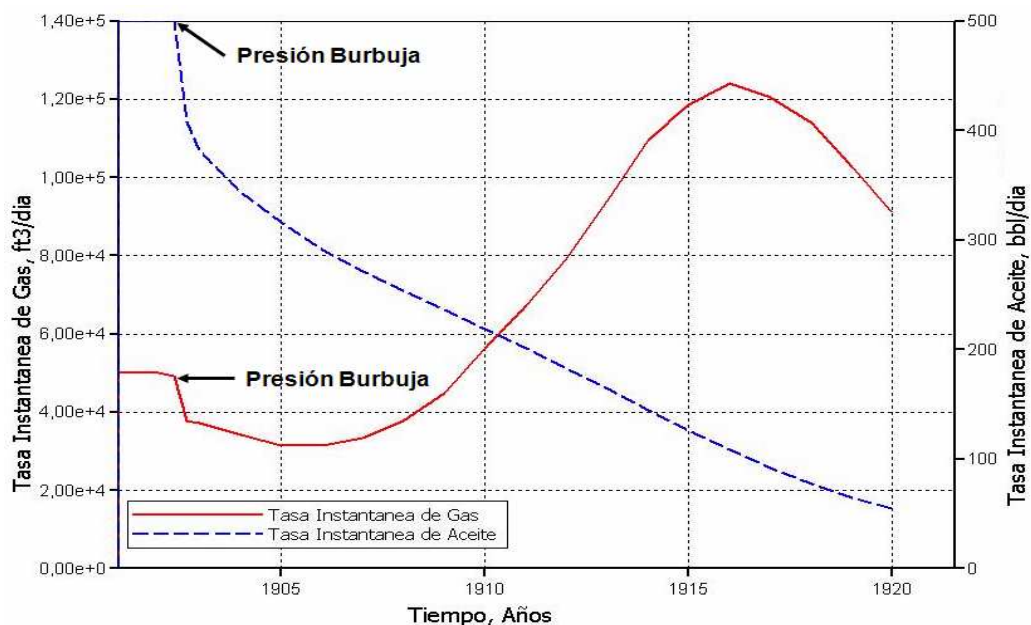
Figura 43. Saturación de gas y GOR contra presión promedio del yacimiento.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

En la **figura 44**, se puede observar que una vez la presión promedio del yacimiento esta por debajo de la presión de burbuja, la saturación de gas y la relación gas aceite en superficie, GOR, aumentan drásticamente alcanzando valores del 10% del volumen poroso y 10.000 pie³/bbl respectivamente, esto puede ser un indicativo de la caída de la presión promedio del yacimiento y de la cantidad de gas libre presente en el en el medio poroso. Antes de llegar a punto de burbuja, se observa que existe una saturación de gas en el yacimiento, esta saturación de gas es debido a la caída de presión que ocurre en las cercanías de los pozos productores y nunca llegara a ser igual a la que se obtendría por depleción primaria.

Figura 44. Tasas instantáneas de aceite y gas en el tiempo.

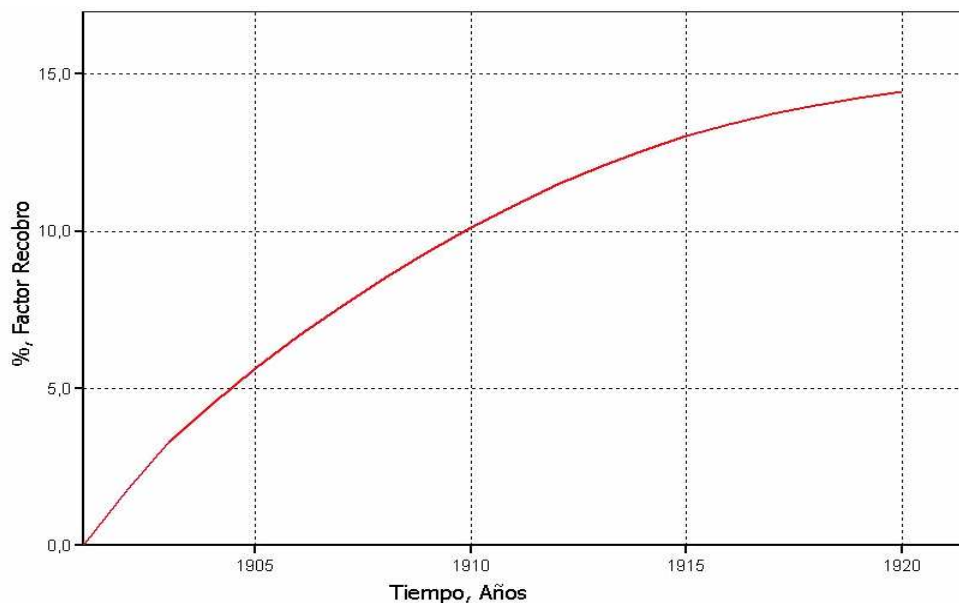


Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

Las tasas instantáneas tanto para aceite como para gas son de gran importancia, ya que permiten observar, la productividad de los pozos, disminución de producción y estimar que tanto esta cayendo la presión

promedio del yacimiento. Una vez la presión del yacimiento esta por debajo de la presión de burbuja, la tasa de gas aumenta y alcanza un pico que representa la máxima energía que puede brindar el yacimiento debido al mecanismo presente; después de este aumento, la tasa instantánea de aceite empieza a caer rápidamente, disminuyendo la producción acumulada de aceite y por ende el factor de recobro ultimo.

Figura 45. Factor de recobro en el tiempo.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

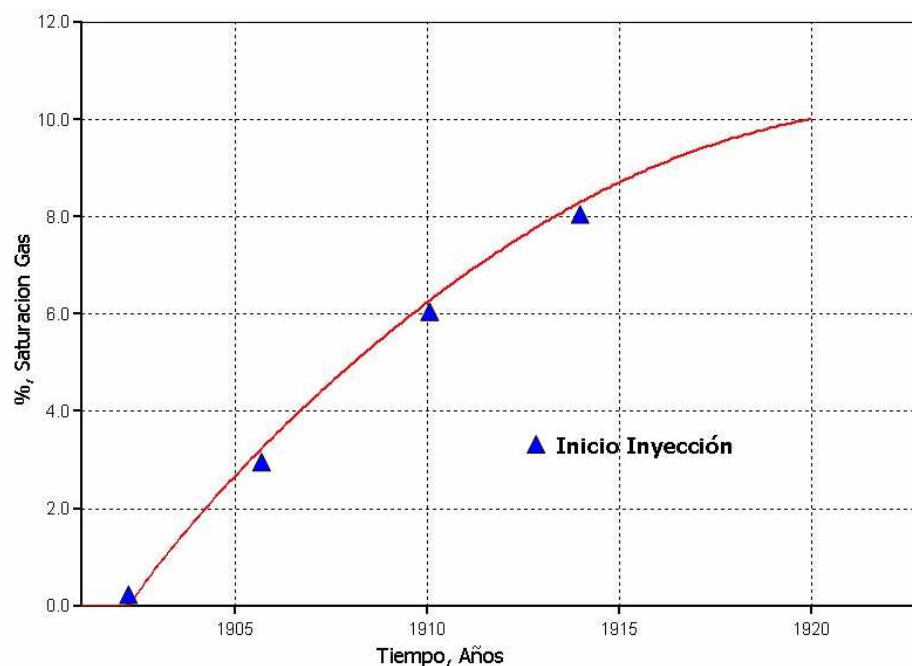
De acuerdo con la **figura 46**, el factor de recobro máximo que se alcanza por producción primaria es del 15% del petróleo original del yacimiento, recuperando 1.584 MBIs de los 10.326 MBIs in situ; el petróleo remanente en el yacimiento es entonces del orden de 8.75 MBIs, de los cuales 5.86 MBIs

sería aceite móvil remanente teniendo en cuenta que la saturación de aceite residual para este caso es del 33%.

Como se quiere evaluar la incidencia de la saturación de gas libre en yacimientos de petróleo al implementar procesos de inyección de agua, se realizaron diferentes corridas variando el tiempo de inyección, tiempo en los cuales varió la saturación de gas en el yacimiento, esto se puede observar en las **figuras 46 y 47**.

Los puntos que se tomaron de referencia para realizar la inyección de agua fueron en base a bajas, 3 por ciento, y altas saturaciones de gas libre, 8 por ciento; de igual forma, se decidió realizar una inyección sin saturación de gas en el yacimiento y de esta forma poder evaluar la incidencia de la saturación de gas en el desempeño de la inyección de agua.

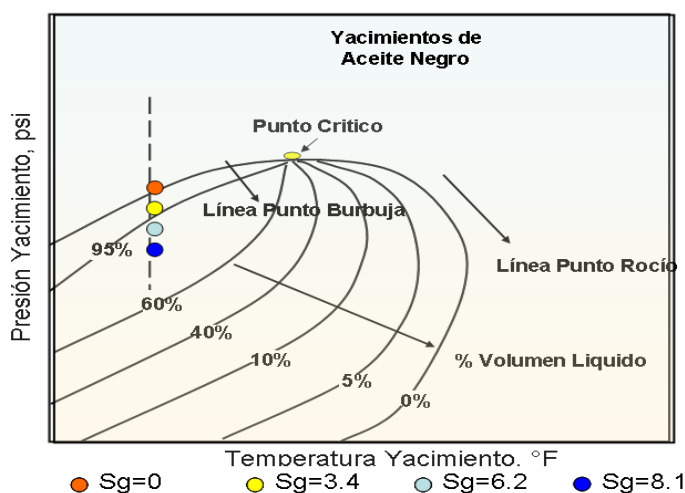
Figura 46: Puntos de inyección en función de la saturación de gas.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

Las condiciones base de inyección se mantuvieron constantes para las diferentes saturaciones de gas en el yacimiento, y son expuestas en la **tabla 6**. Estas fueron tomadas teniendo en cuenta que la presión de inyección mínima debe ser 100 a 400 psia por encima de la presión de burbuja y máxima cercana a la presión de fractura; en este caso, la presión de inyección fue de 1200 psi; considerando que el pozo productor opera a 500 BOPD y que la tasa de inyección debe ser balanceada, se inyectó una tasa de 600 BWPD entre los cuatro pozos inyectoros, es decir cada pozo inyectó una tasa de 150 BWPD; esta tasa se mantuvo constante durante el tiempo

Figura 47. Puntos de inyección como una función del comportamiento de fases.



Fuente: ARIZA; L, MUÑOZ; S Y ULLOA; J; Grupo Investigación de Recobro Mejorado

Tabla 6. Condiciones base de inyección.

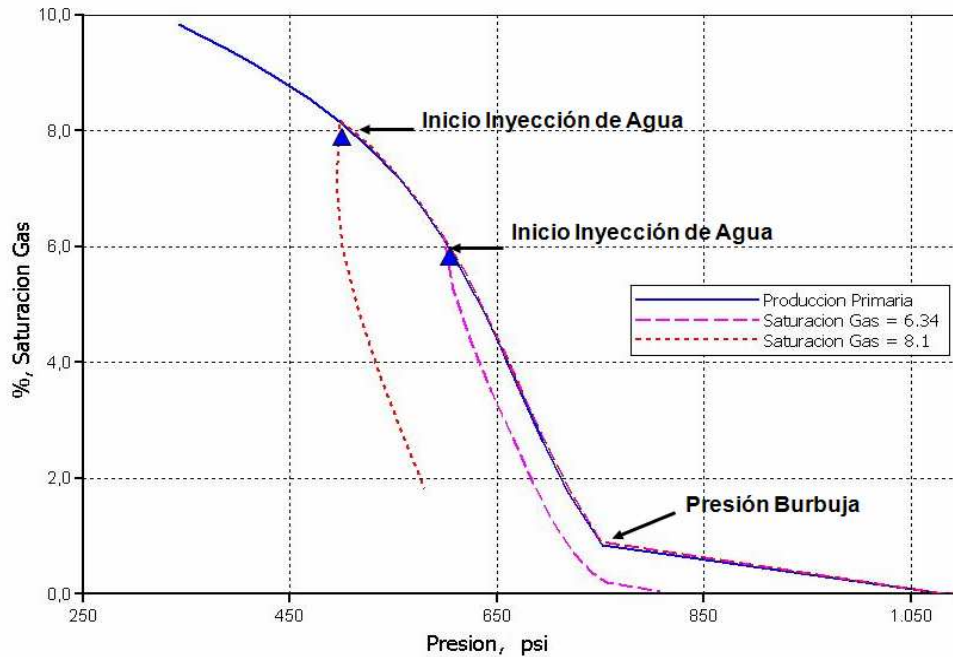
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
POZO PRODUCTOR		
Presión fondo fluyendo, pwf	200	psi
Tasa liquido superficie	500	Bbl/día
POZOS INYECTORES		

Presión de inyección	1200	psi
Tasa de inyección, Agua	600	Bbl/día

Realmente en procesos de recuperación de aceite por inyección de agua, las condiciones de inyección las limitan las facilidades de superficie, inicialmente se inyecta a presiones bajas y se aumentan hasta la máxima presión de la bomba sin superar la presión de fractura, se inyectan inicialmente altas tasas de agua y se disminuyen gradualmente una vez se han superado los tiempos de llene y ruptura.

Las **figuras 48, 49, 50, 51 y 52** representan el comportamiento de la saturación de gas contra la presión promedio del yacimiento, las tasas instantáneas de aceite y gas, factor de recobro en el tiempo y por ultimo el factor de recobro para las diferentes saturaciones de gas en el yacimiento respectivamente, las condiciones operacionales de los pozos inyectoros y el pozo productor se mantuvieron constantes e iguales a las condiciones base, mostradas anteriormente en la **tabla 6**.

Figura 48. Saturación de gas contra la presión promedio del yacimiento para diferentes inyecciones.

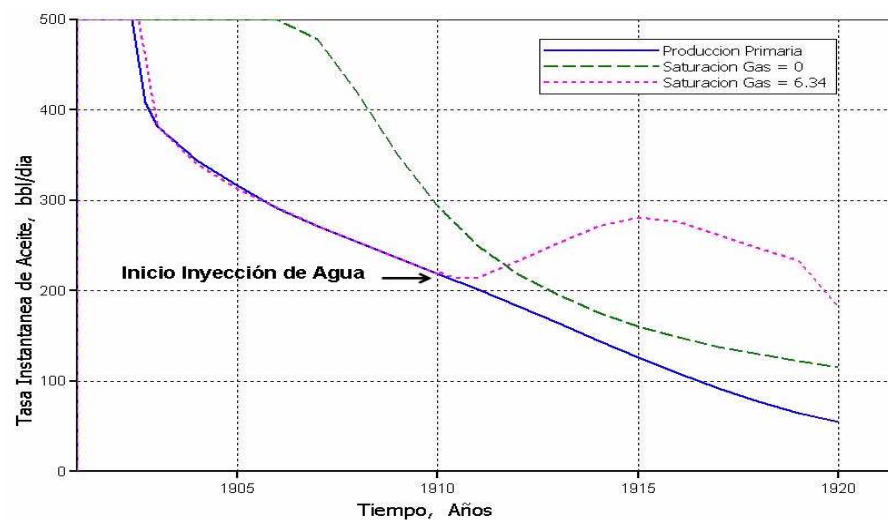


Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

El comportamiento de la saturación de gas en función de la presión del yacimiento, es mostrado en la **figura 48**. La línea de tendencia azul muestra el comportamiento por producción primaria, la roja y la magenta representan el comportamiento una vez se ha iniciado la inyección de agua. De la grafica se puede sugerir que la inyección de agua debe iniciarse lo más temprano posible, esto con el objetivo de tener aumentos rápidos en presión, y alcanzar nuevamente como mínimo la presión de burbuja. Claramente se puede observar que a mayor saturación de gas, 8.1 por ciento del volumen poroso para este caso, ya iniciada la inyección de agua la presión permanece igual a la del momento de la inyección, el ascenso de presión inicia una vez el banco de petróleo ha irrumpido en los pozos productores, tiempo en el cual se ha terminado el llene y se tiene respuesta de la producción de aceite por inyección de agua.

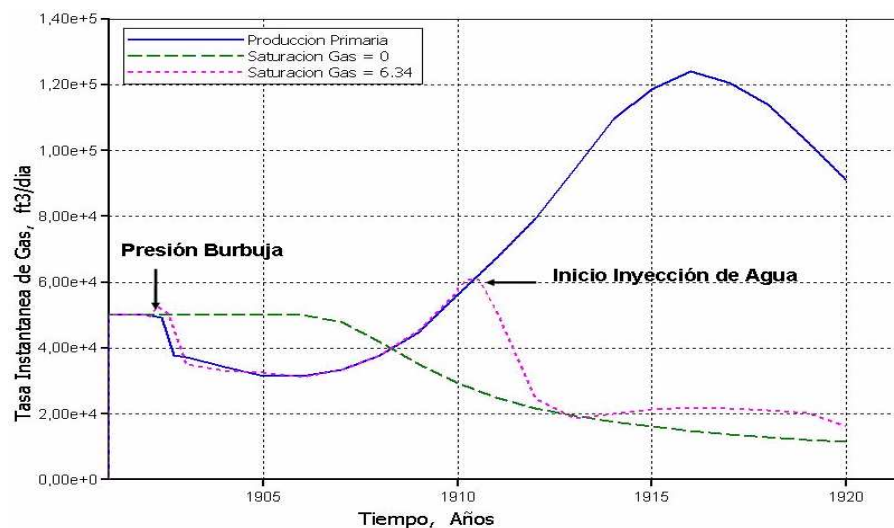
Las tasas instantáneas de aceite y gas por producción primaria, sin saturación de gas en el yacimiento y con saturación de gas igual al 6.34 por ciento del volumen poroso son presentadas en las **figuras 49 y 50** respectivamente.

Figura 49. Tasas instantáneas de aceite.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group

Figura 50. Tasas instantáneas de gas.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

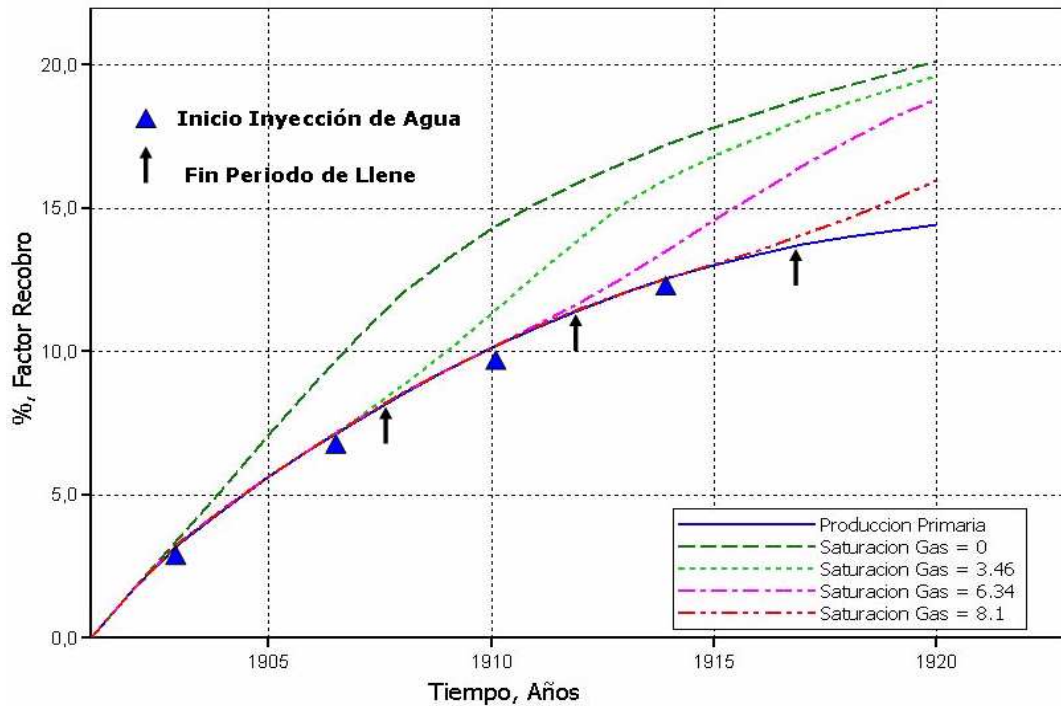
Una vez la presión del yacimiento cae por debajo del punto de burbuja, el yacimiento pierde parte de su energía, gas en solución, reduciendo la tasa instantánea de aceite y aumentando la tasa instantánea de gas. Si la inyección se realiza cuando la presión del yacimiento es igual a la presión de burbuja, la producción de aceite se mantiene por un periodo más prolongado, tiempo en el cual se logra recuperar mayor cantidad de hidrocarburos. Cabe aclarar que la producción de gas que se da cuando se inyecta a presiones de burbuja, solo es debido a la caída de presión que se tiene en las cercanías de los pozos productores, a menor caída de presión, menor producción de gas.

Cuando la inyección de agua se realiza en presencia de gas libre en el yacimiento, la tasa de aceite permanece constante y aumenta considerablemente una vez se ha superado el periodo de llene. La tendencia de color magenta en la **figura 50** muestra el aumento en la tasa de aceite después de realizada la inyección cuando existe una saturación de gas libre igual al 6.34 por ciento del volumen poroso.

Al iniciar la inyección de agua cuando la saturación de gas libre es igual al 6.34 por ciento, la respuesta del yacimiento a la inyección tarda un periodo de un año como se observa en la **figura 50**; tiempo en el cual la producción de aceite no es significativa; 2 años después de iniciada la inyección culmina el periodo de llene; tiempo en el que aumenta la producción de aceite hasta un valor máximo dado por la ruptura que alcanza el agua inyectada en el pozo productor.

La **figura 51** representa el comportamiento del factor de recobro para diferentes saturaciones de gas en el yacimiento. Cabe resaltar, que el factor de recobro es calculado en base al área total del modelo y así representar el efecto de los alrededores sobre los pozos inyectoros.

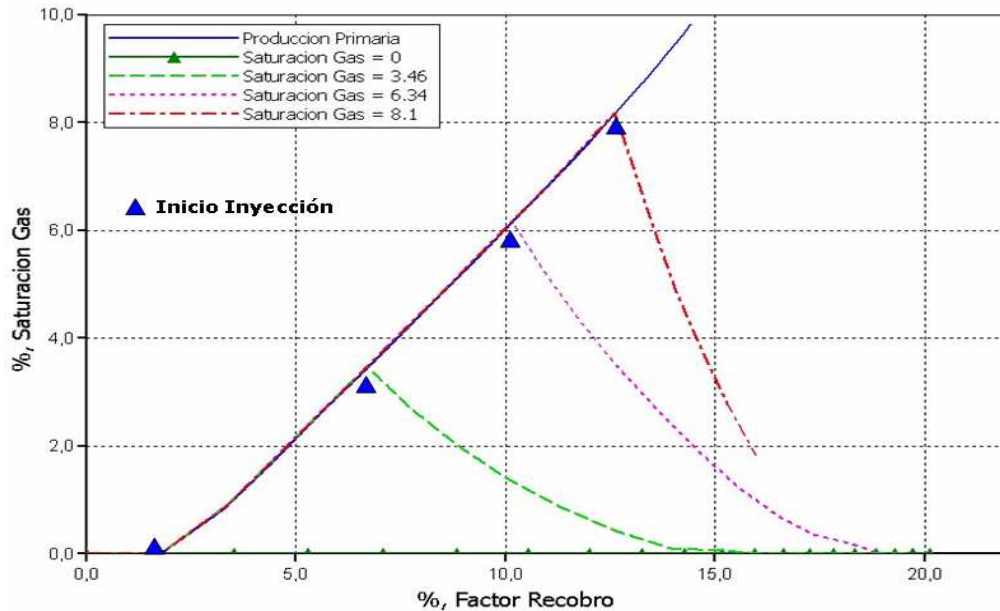
Figura 51. Factor de recobro para diferentes saturaciones de gas con el tiempo.



Fuente: Simulador IMEX, Result Graph. Versión 2005 Computer Modelling Group.

De la **figura 51** se puede observar que el mayor factor de recobro se obtiene cuando se inyecta a presión de saturación y disminuye a mayores saturaciones de gas. Los periodos de llene pueden observarse claramente, y varían en un promedio de uno a dos años; a mayor saturación de gas en el yacimiento mayor será el tiempo de llene. La finalización del periodo de llene es reflejado por un aumento significativo en la producción de aceite; es decir, el efecto del gas libre en el yacimiento es retardar la respuesta del agua inyectada, disminuyendo el factor de recobro último y haciendo el proceso de recuperación secundaria económicamente no viable.

Figura 52. Factor de recobro a diferentes saturaciones de gas.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Si se observan las **figuras 51 y 52**, el factor de recobro cambia su tendencia, una vez se ha redissuelto todo el gas en el banco de aceite, este efecto se puede observar de manera mas detallada en la grafica con saturación de gas libre igual al 3.46 por ciento del volumen poroso. A mayor saturación de gas libre en el yacimiento, más difícil es disolver este en el banco de aceite, aumentando los periodos de llene y las respuestas a la inyección.

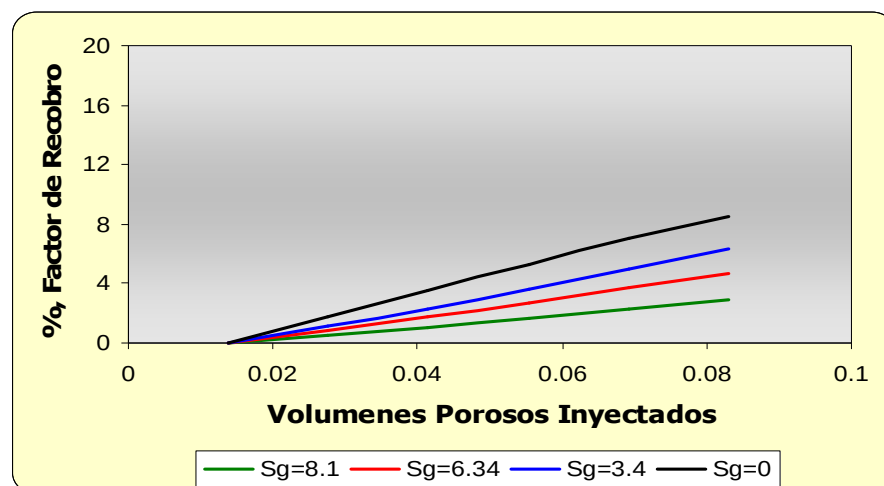
Resumiendo las diferentes tendencias mostradas hasta este momento, se puede concluir que el máximo factor de recobro se obtiene cuando se inyecta sin saturación de gas libre y es cada vez menor a mayores saturaciones de gas.

La **figura 53** presenta una grafica de factor de recobro en función de los diferentes volúmenes porosos inyectados a las diferentes saturaciones de gas.

Como se puede observar en la grafica, para alcanzar un factor de recobro del 8.54% en el mejor de los casos, requiere inyectar un menor número de volúmenes porosos comparados con los necesarios para alcanzar el mismo factor de recobro en presencia de gas libre. Cabe anotar, que el incremento en el factor de recobro es debido a los volúmenes porosos inyectados a las diferentes saturaciones de gas, y que la producción acumulada al momento en que inicia la inyección no es tenida en cuenta.

En la grafica solo se presenta 0.08 volúmenes porosos inyectados, esto con el objetivo de tener un punto de comparación entre inyectar igual numero de volúmenes porosos. Cabe resaltar, que el bajo numero de volúmenes porosos inyectados se debe a la baja tasa de inyección y a un tiempo de simulación igual a seis años para los diferentes valores de saturaciones de gas.

Figura 53. Factor de recobro de aceite vs volúmenes porosos inyectados para diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento.



Fuente: ARIZA; L, MUÑOZ; S Y ULLOA; J; Grupo Investigación de Recobro Mejorado.

Una consideración que se debe realizar antes de iniciar un proceso de inyección de agua cuando existe saturación de gas libre en el yacimiento, es de calcular el porcentaje que esta siendo ocupado por el gas en el volumen poroso y así determinar el numero de volúmenes porosos inyectados necesarios para el superar el periodo de llene.

2.3.1 Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales en procesos de inyección de agua.

La sensibilidad de parámetros es de vital importancia en un estudio de simulación, ya que representa las mejores condiciones, para obtener los mejores resultados; en este trabajo se realizaron sensibilidades a parámetros como tasa de inyección, presión de inyección y espaciamiento entre pozos, ya que son las que mayor fuerza tienen en un proceso de inyección de agua.

En primera instancia se realizo el análisis de sensibilidad a una saturación de gas constante, 6.34 por ciento del volumen poroso, variando los parámetros anteriormente descritos; una vez iniciada la inyección de agua se cambiaron los constrains del pozo productor, tal como se muestra en la **tabla 7**. De igual forma, se realizaron sensibilidades a las diferentes saturaciones de gas bajo las mismas condiciones de inyección; con el objetivo de tener un punto de comparación a las diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento.

La sensibilidad a parámetros operacionales como tasa y presión de inyección se dividió en dos partes; primero se realizo un análisis a cada variable por separado, manteniendo el otro parámetro constante e igual al de la condición base de inyección. Posteriormente, se variaron los dos parámetros, tasa y presión de inyección con el fin de observar en detalle lo que realmente sucede en procesos de inyección, donde en realidad varían ambas propiedades.

La **tabla 7** resume las condiciones operacionales de los pozos inyectoros y el pozo productor para las diferentes sensibilidades

Tabla 7. Condiciones operacionales de los pozos.

BASE CONDICIONES					
POZO PRODUCTOR			POZO INYECTOR		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD	PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
BHP	200	PSI	BHP	1200	PSI
STL	500	BPD	STW	600	BWPD
SENSIBILIDAD TASA INYECCION					
POZO PRODUCTOR			POZO INYECTOR		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD	PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
BHP	200	PSI	BHP	1200	PSI
STL	600	BOPD	STW	1000	BWPD
POZO PRODUCTOR			POZO INYECTOR		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD	PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
BHP	200	PSI	BHP	1200	PSI
STL	650	BOPD	STW	1400	BWPD

2.3.1.1 Sensibilidad a la tasa de inyección.

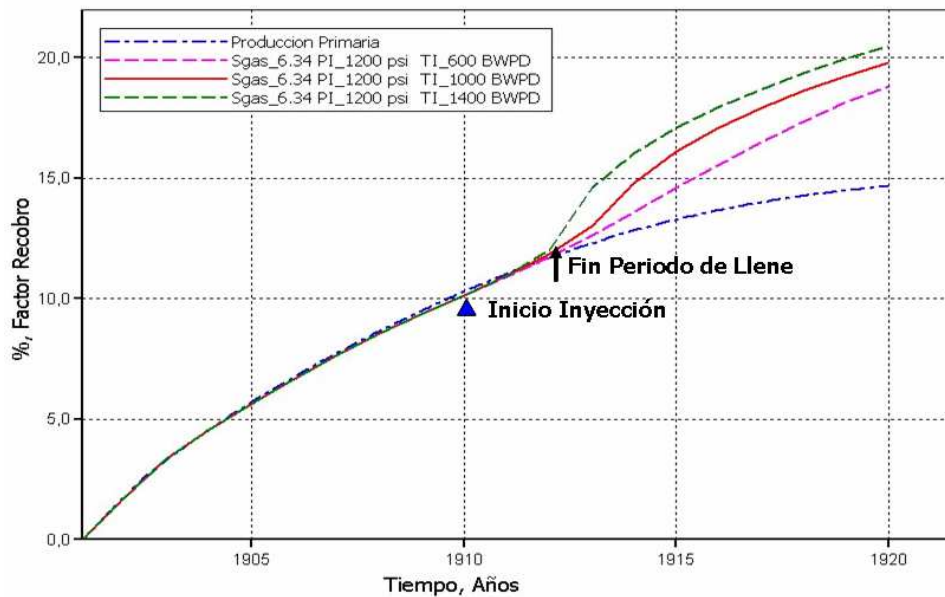
Parámetros operacionales como tasa y presión de inyección deben ser evaluados en conjunto; sin embargo, para estudiar la influencia de cada una de estas variables en el desempeño de un proceso debe realizarse estas sensibilidades por separado.

La **figuras 54, 55 y 56** ilustran el comportamiento del factor de recobro, saturación de gas y producción acumulada de agua con el tiempo para una saturación de gas presente igual al 6.34 por ciento al momento de realizar la inyección de agua respectivamente. El parámetro que se sensibilizo fue la tasa de inyección, esta vario desde la condición base, 600 BWPD, hasta

1400 BWPD; manteniendo la presión de inyección constante igual a la de la condición base, 1200 psi.

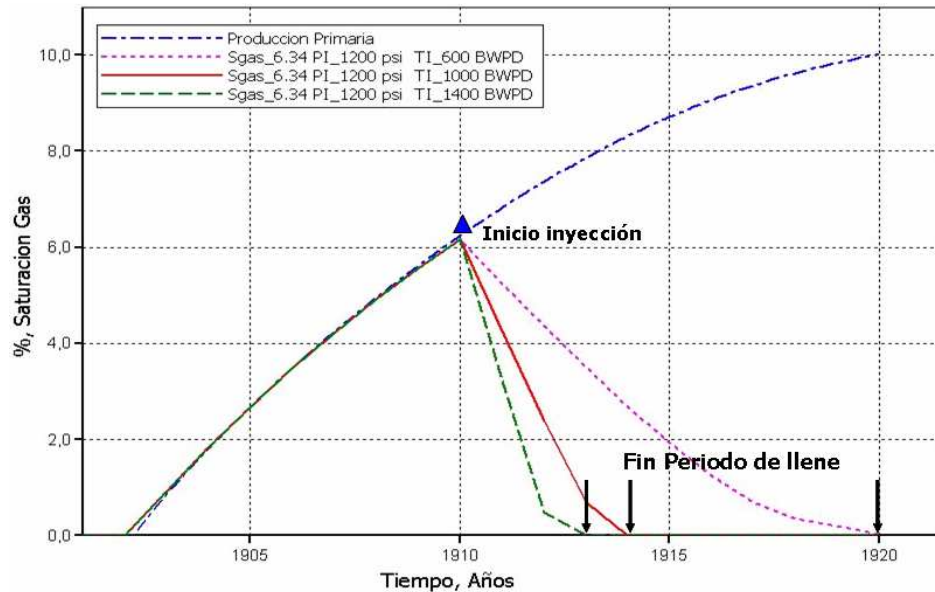
Las **figuras 54 y 55** representan el comportamiento del factor de recobro y saturación de gas con el tiempo; de las graficas se puede observar que; el mayor factor de recobro se obtiene a mayores tasas de inyección, efecto que puede ser explicado debido a que todo el gas se esta redisolviendo en el banco de aceite en un tiempo menor que el que tardaría a menores tasas de inyección; este efecto se puede observar en la **figura 55**.

Figura 54. Sensibilidad de la tasa de inyección. Factor de recobro vs tiempo.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Figura 55. Sensibilidad de la tasa de inyección. Saturación de gas vs tiempo.

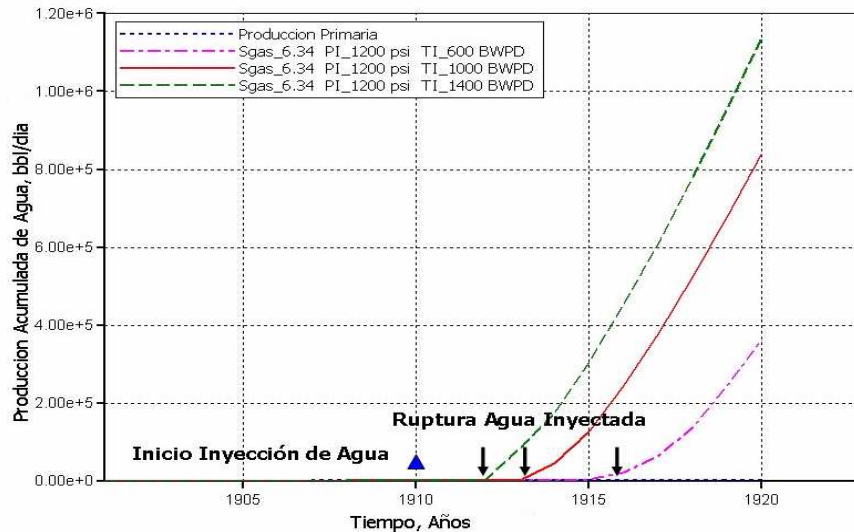


Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Al inyectar a mayores tasas es de esperar que los tiempos de ruptura sean menores, que el barrido que ejerce el agua sobre el aceite sea más eficiente y que la saturación de aceite remanente sea menor en comparación con tasas de inyección bajas. Cabe aclarar, que el modelo representa un yacimiento homogéneo, lo que hace que el frente del agua inyectada sea uniforme a través de las diferentes capas.

Como se está inyectando a diferentes tasas, es lógico pensar que los tiempos de ruptura serán diferentes; a medida que aumenta el caudal inyectado la velocidad del frente de agua es mayor, disminuyendo el tiempo que emplearía en recorrer la misma distancia a una tasa de inyección menor. Este efecto puede ser observado en la **figura 56**.

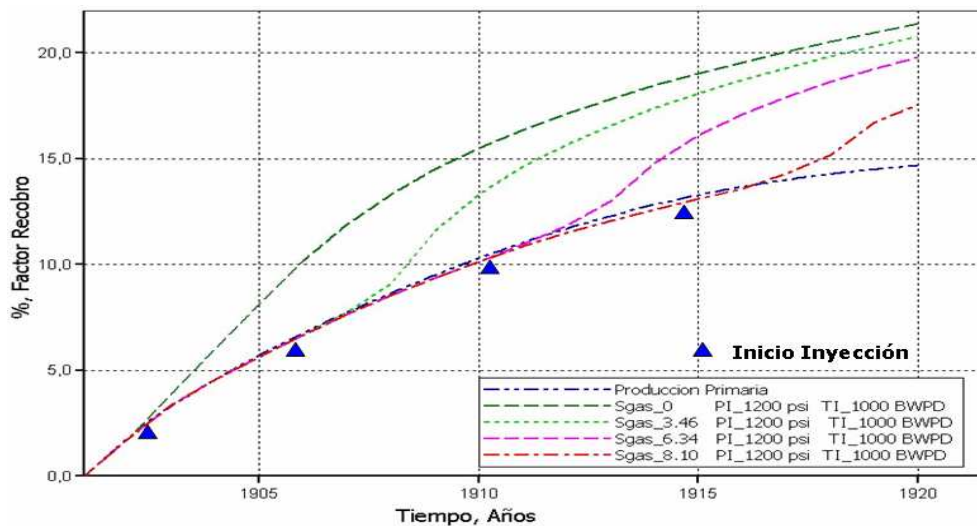
Figura 56. Sensibilidad de la tasa de inyección para una saturación de gas libre igual 6.34% al momento de realizar la inyección.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

La **figura 57** representa el comportamiento del factor de recobro para las diferentes saturaciones de gas libre; la presión y tasa de inyección fueron las mismas para las diferentes inyecciones e iguales a 1200 psi y 1000 BWPD.

Figura 57. Sensibilidad a la tasa de inyección. Factor de recobro vs tiempo.



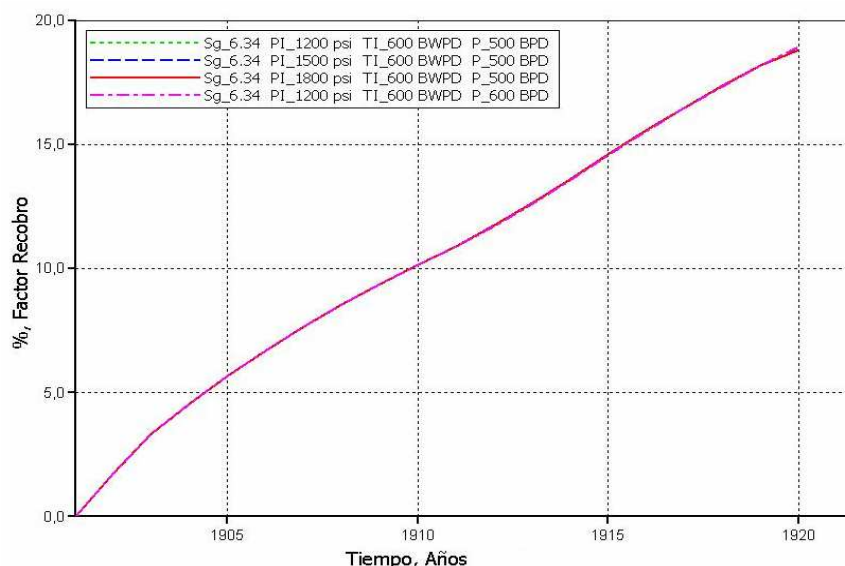
Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Como se puede observar, el mayor factor de recobro se obtiene cuando no existe gas libre en el yacimiento y empieza a disminuir a mayores saturaciones de gas; si se compara la **figura 56** con la **figura 50** se puede concluir que existe un aumento en el factor de recobro y una disminución en los periodos de llene; debido a que se ha aumentado la tasa de inyección de 600 BWPD a 1400 BWPD.

2.3.1.2 Sensibilidad a la presión de inyección.

Una vez se analizo la tasa de inyección, se continuó variando la presión de inyección, manteniendo la tasa de inyección constante igual a 600 BWPD para una saturación de gas igual al 6.34 por ciento del volumen poroso. La presión de inyección varía desde 1200 psi, hasta 1800 psi. Como se puede observar en la **figura 58**, la presión no tiene efecto alguno; en la sección siguiente se demostrara que la presión de inyección tiene un efecto significativo siempre y cuando se aumente la tasa de inyección.

Figura 58. Sensibilidad presión de inyección para una saturación de gas libre igual 6.34% al momento de realizar la inyección. Factor de recobro vs tiempo.



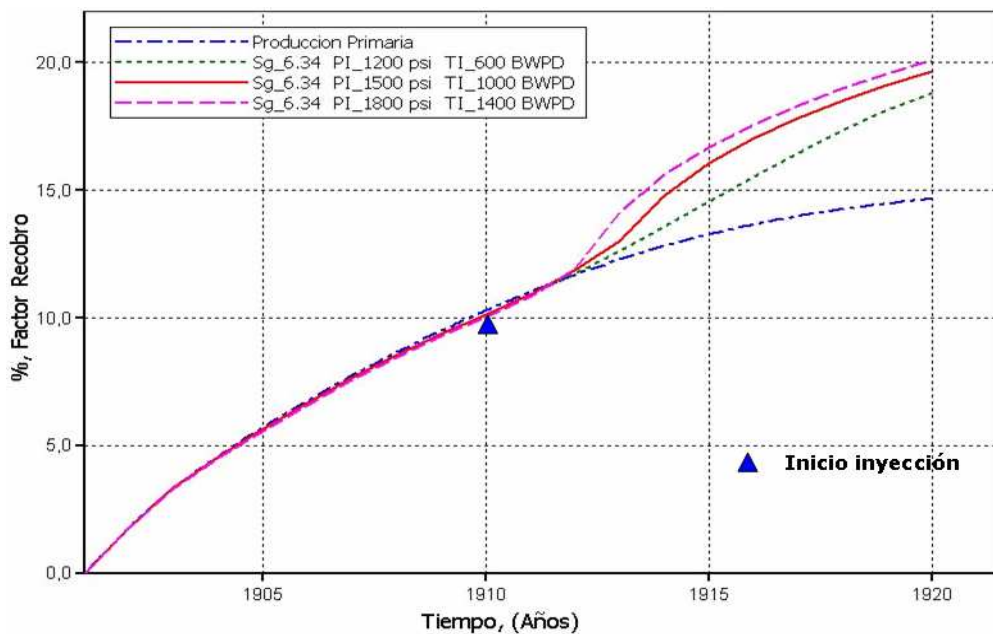
Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

2.3.1.3 Sensibilidad a la tasa y presión de inyección.

Una vez analizada la tasa y presión de inyección por separada, se hace necesario realizar una sensibilidad de los parámetros anteriormente mencionados en conjunto.

La **figura 58** representa el comportamiento del factor de recobro con el tiempo, la saturación de gas permaneció constante al momento de iniciar la inyección de agua y se vario tanto la tasa como la presión de inyección.

Figura 59. Factor de recobro a diferentes tasas y presión de inyección para saturación de gas igual al 6.34%.

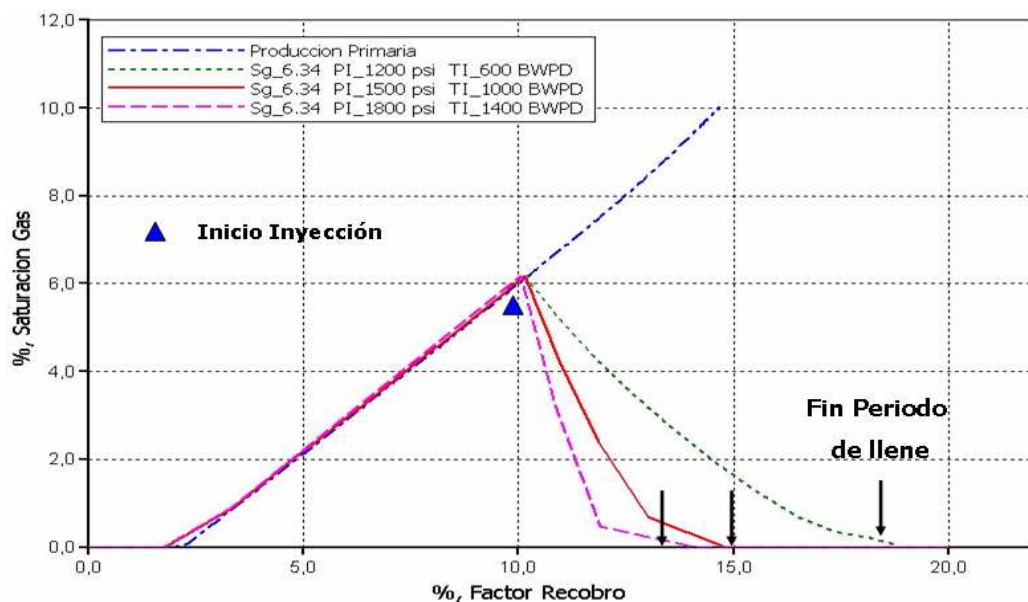


Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Al inyectar a una mayor tasa que la propuesta en las condiciones base, puede corroborarse que el factor de recobro alcanza un valor del 20 por ciento aproximadamente, comparado con el 17 por ciento que se obtiene con las condiciones base de inyección. La disminución en los periodos de llene puede observarse de forma mas clara en la **figura 60**.

De la **figura 60** se puede observar que al inyectar a mayor tasa y presión de inyección, la saturación de gas que permanece como libre se redisuelve en el banco de aceite en menor tiempo, esto es debido a que al inyectar a mayor tasa, el agua inyectada pasa a ocupar el espacio del gas en un tiempo menor que el que se obtendría a una tasa menor; el hecho de tener y/o mantener una saturación de gas libre en el yacimiento conlleva a que el factor de recobro ultimo disminuya y aumente los periodos de llene.

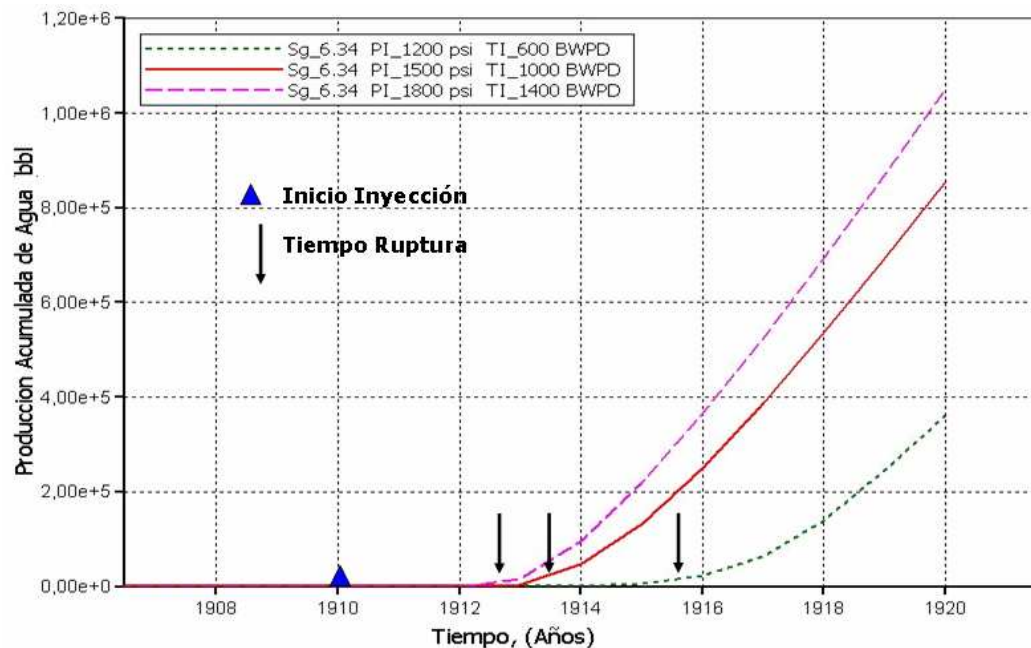
Figura 60. Saturación de gas vs Factor de recobro.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Como era de esperarse, al inyectar a una mayor tasa los tiempos de ruptura disminuyen, ya que al aumentar la tasa y presión de inyección, podría considerarse que la velocidad del fluido desplazante aumenta disminuyendo el tiempo que gastaría en recorrer una misma distancia a una menor velocidad. Este efecto es representado en la **figura 60**.

Figura 61. Tiempos de ruptura para las diferentes tasas y presión de inyección para saturación de gas igual al 6.34%.

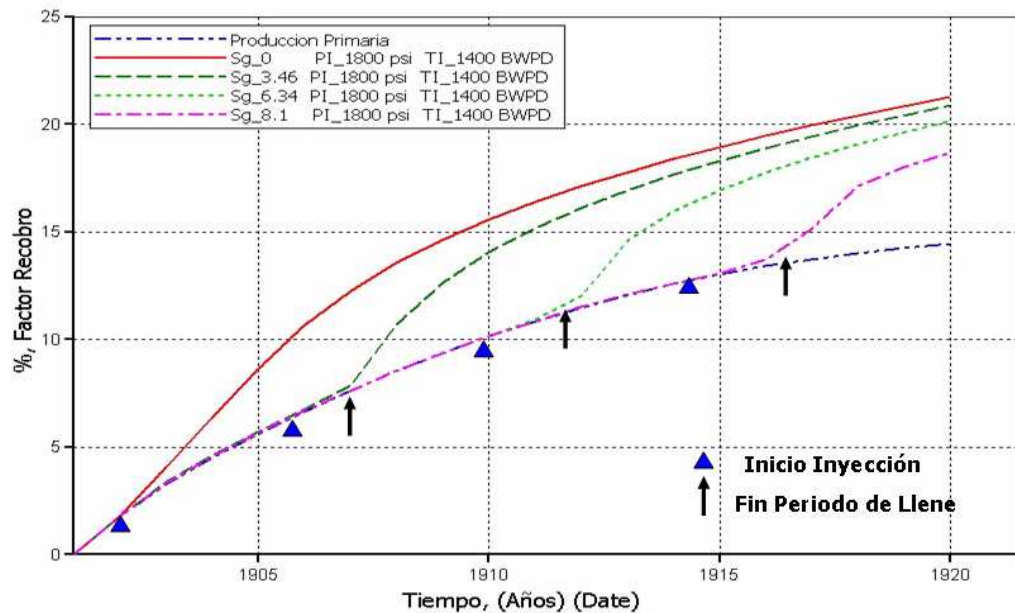


Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Una vez conocido el comportamiento para una saturación de gas específica, se decidió comparar los diferentes resultados obtenidos a las mismas tasas y presiones de inyección a las diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento.

La **figura 62** representa el comportamiento del factor de recobro para las diferentes saturaciones de gas en el yacimiento; las condiciones operacionales del pozo productor y los pozos inyectoros fueron las mismas, esto con el objetivo de tener un punto de comparación para las diferentes saturaciones de gas.

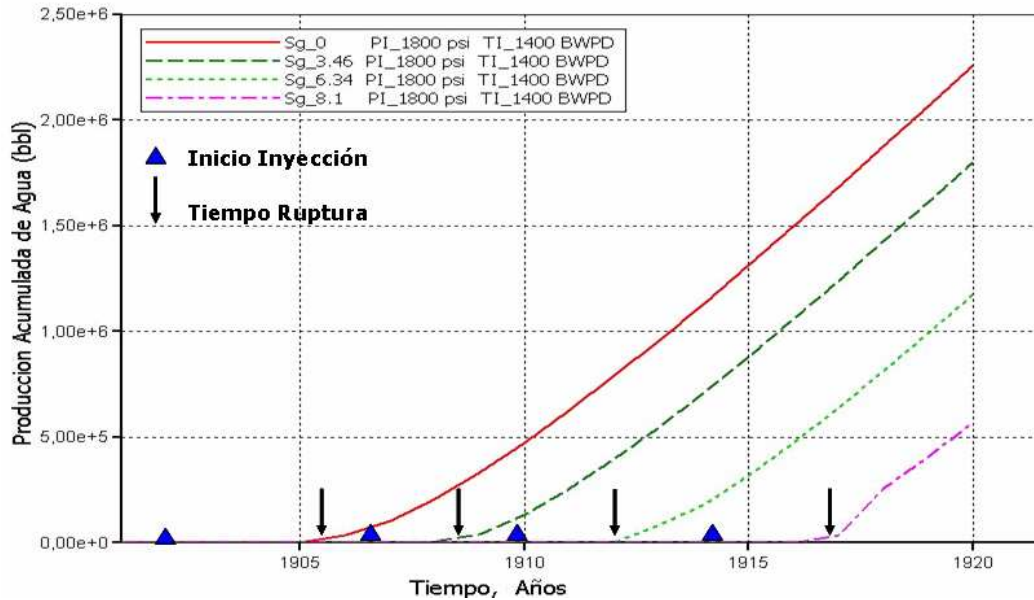
Figura 62. Comparación del factor de recobro para las diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Cuando la presión promedio del yacimiento ha caído por debajo de la presión de saturación los factores de recobro por inyección de agua son menores que los que se obtendrían al inyectar con la presión promedio del yacimiento igual o superior a la presión de saturación y empiezan a disminuir una vez aumenta la saturación de gas libre en el yacimiento. De igual forma, los periodos de llene aumentan para saturaciones mayores, retardando la respuesta del yacimiento a la implementación de la recuperación secundaria por inyección de agua.

Figura 63. Tiempos de ruptura del agua inyectada para las diferentes saturaciones de gas libre en el yacimiento a la misma tasa de inyección.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Los tiempos de ruptura del agua inyectada para las diferentes saturaciones de gas tienen un periodo igual a 2 años, esto debido a que la distancia entre los pozos inyector y productor se mantuvo constante y que las tasas de inyección para las diferentes saturaciones son idénticas. Podría llegar a pensarse que los tiempos de ruptura deberían disminuir a mayores saturaciones de gas libre en el yacimiento, este efecto puede ser explicado debido a que como existe una saturación de gas que se está redisolviendo en el banco de aceite, este viaje más rápido y por lo tanto, los bancos de petróleo y agua llegarán en menor tiempo al pozo productor. Aunque este efecto, puede ser considerado, hay que aclarar que la disminución en tiempos de ruptura es enmascarada o es insignificante comparado cuando no existe una saturación de gas libre en el yacimiento.

2.3.1.4 Sensibilidad al espaciamiento entre pozos:

La disminución en el espaciamiento entre pozos no solo busca incrementar la producción de aceite, también reducir los tiempos de llenado y obtener una respuesta más rápida del agua inyectada; se debe considerar que al disminuir el área de drenaje, debe existir suficiente volumen de hidrocarburos a recuperar para que compense los costos que conllevaría la perforación de pozos adicionales.

La sensibilidad al espaciamiento se planteó para el caso en el que la inyección de agua se inició a una saturación de gas libre constante e igual al 6.34 por ciento del volumen poroso. La reducción de espaciamiento se basó en la disminución de la longitud que existe entre los pozos inyectoros y el pozo productor; el caso base que se expuso tiene un espaciamiento de 40 acres, el cual se redujo, a 26 y 16 acres; la distancia que existía inicialmente entre pozo inyector y pozo productor es de 1018 pies, esta distancia se redujo a 848.5 y 678.82 pies respectivamente.

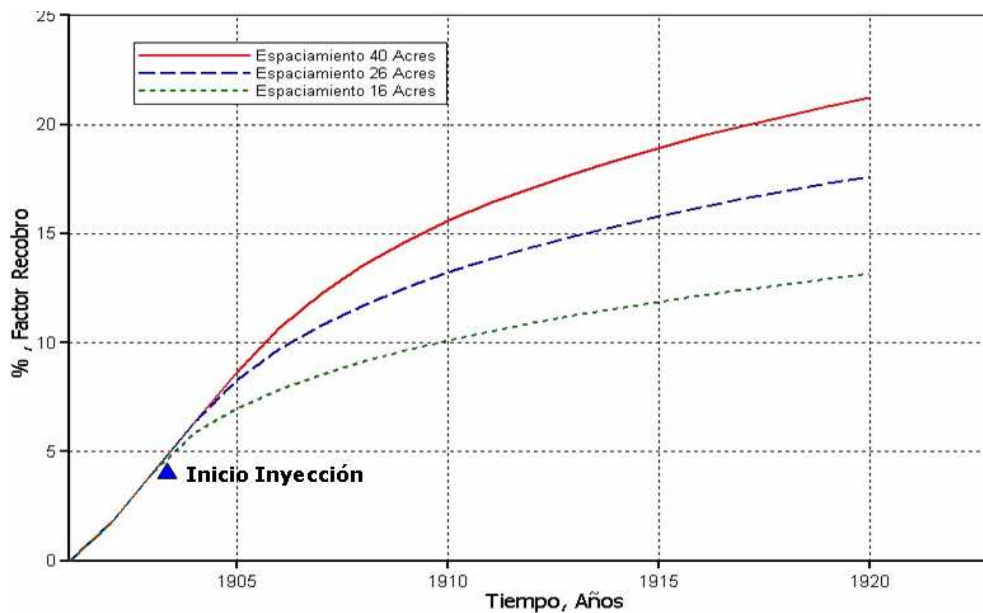
El comportamiento del factor de recobro, la saturación de gas y los diferentes tiempos de ruptura para un valor de saturación de gas libre de 6.34 por ciento al inicio de la inyección, son presentados en las **figuras 64, 65, 66 y 67** respectivamente.

A diferencia de lo que se podría esperar, que la disminución del espaciamiento entre pozos favorece el factor de recobro, los resultados de la simulación para el caso base planteado difieren de esta suposición; tal como lo muestra la **figura 64**.

Este efecto es consecuencia de la reducción en la distancia entre los pozos inyectoros y el pozo productor, el área de drenaje disminuye y por lo tanto el volumen de hidrocarburo a recuperar; se debe hacer la aclaración que en este caso el modelo representa un yacimiento homogéneo y que el agua

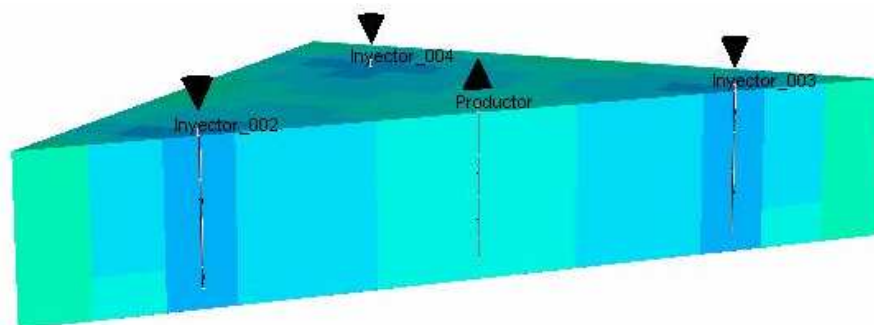
inyectada ejerce un barrido uniforme; por tal razón el volumen de aceite desplazado por el banco de agua disminuye reduciendo el espaciamiento entre pozos, disminuyendo el factor de recobro. La **figura 65** representa el comportamiento del frente de agua, en el cual se puede observar que el agua inyectada ejerce un barrido uniforme sobre el banco de aceite.

Figura 64. Factor de recobro vs. Tiempo para distintos espaciamientos.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Figura 65. Perfil de saturación de agua.

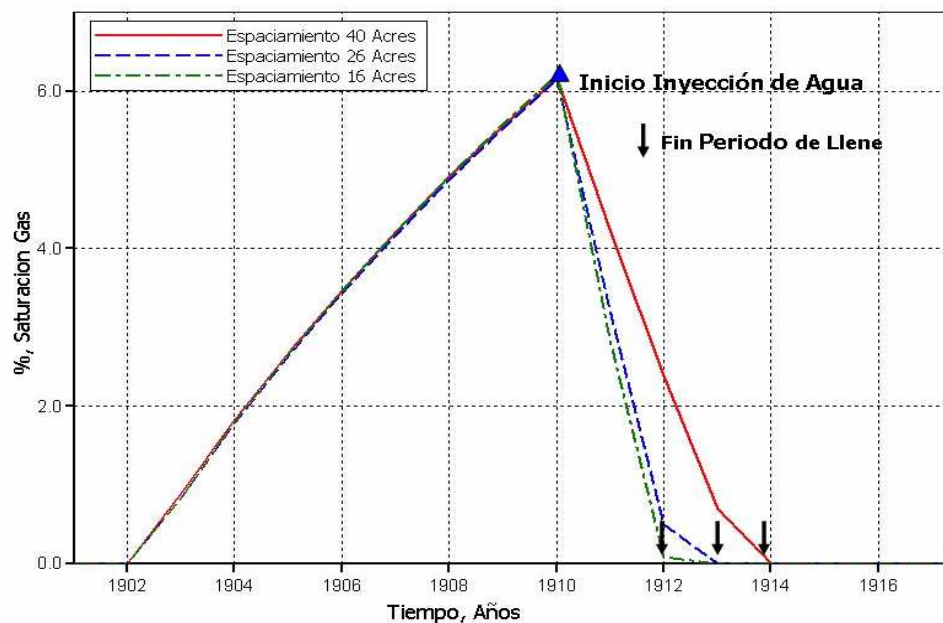


Fuente: Simulador IMEX; Result 3D. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Al existir una menor distancia entre pozos productores e inyectores, disminuyendo los periodos de respuesta del yacimiento al agua inyectada, tal como lo muestra la **figura 66**

Como se redujo la distancia que recorrería el agua inyectada y el caudal se mantuvo constante, los tiempos de irrupción del agua en el pozo productor disminuyeron significativamente. La **figura 67** representa el comportamiento del tiempo de ruptura, para los diferentes espaciamientos.

Figura 66. Saturación de gas vs. Tiempo. Disminución en los periodos de llene.

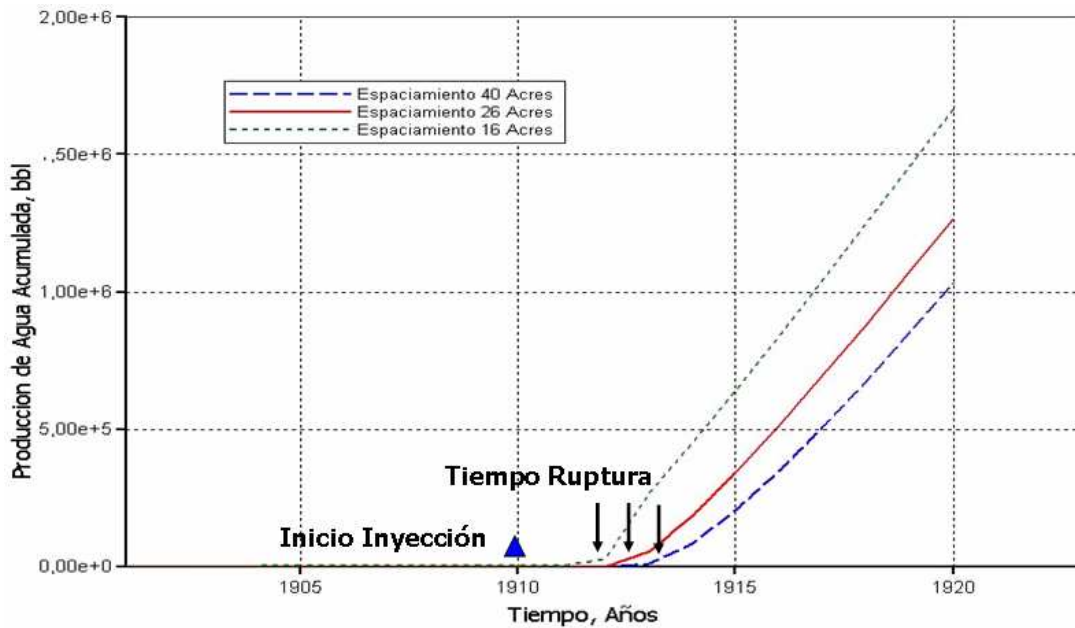


Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

En resumen, el modelo empleado para el estudio tiene 10.326 MBIs de petróleo original "Insitu". El modelo de simulación tiene una profundidad promedio de 5000 pies, la gravedad API del fluido es de 20 °API y su viscosidad es de 7 Cp. a presión de saturación. La presión original del yacimiento es de 2150 psi, referida a un Datum de 5000 pies; el principal horizonte productor, originalmente se encontraba subsaturado a una presión

de 2150 psi, con una relación gas-petróleo inicial de 100 pie³/bbl. La presión de burbuja se estimó en 749.15 psi.

Figura 67. Tiempo de ruptura para los diferentes espaciamentos.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

El método que se empleó como recuperación secundaria fue la inyección de agua, obteniendo un factor de recobro último de 2.19 Mbbls en el mejor de los casos contra 1.9 Mbbls cuando existía una saturación de gas libre en el yacimiento de 8.1 por ciento del volumen poroso total, el patrón de inyección utilizado fue de cinco puntos, cuatro pozos inyectoros y un pozo productor en el centro del modelo, todos los pozos fueron completados en los diferentes estratos; el pozo productor operaba bajo una presión de fondo fluyendo igual a los 200 psi y tasa de líquido en superficie de 500 BPD por producción primaria, una vez iniciada la inyección el pozo productor aumentó su capacidad de producción, de 500 a 650 BPD, así como los pozos inyectoros variaron su tasa y presión de inyección; a mayor tasa y presión de inyección los tiempos o periodos de llene disminuían y aumentaban el factor de

recobro; en ultimas, el factor de recobro disminuye una vez inicia la saturación de gas libre en el yacimiento.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO.

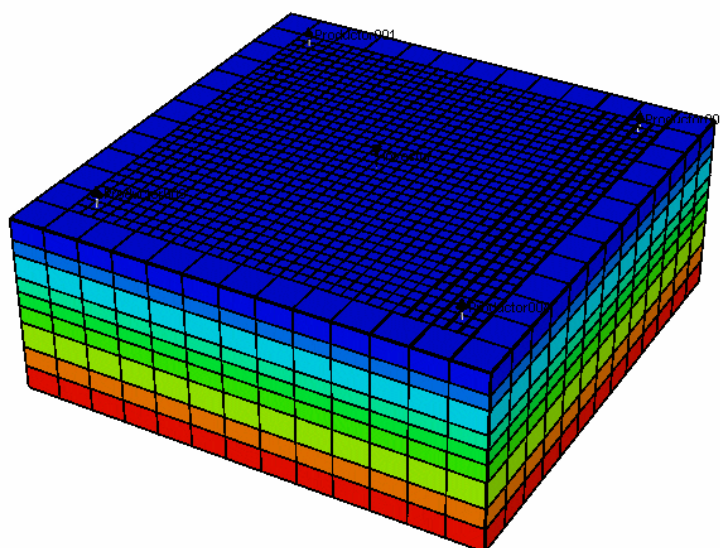
Una vez estudiado de manera general el efecto que tiene la saturación de gas inicial en procesos de inyección de agua en un modelo conceptual, se planteó el caso de un campo colombiano, en el cual se pretende desarrollar una prueba piloto en un sector del campo.

El campo posee propiedades petrofísicas similares a los campos del magdalena medio, su factor de recobro ha sido bajo, del orden del 16% y su presión se ha visto reducida en un 50% de su presión original. Para el estudio se emplea un patrón de cinco puntos invertidos, con un área de drenaje de 40 acres .

En la determinación de propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad fue necesario tomar una correlación entre valores de porosidad y permeabilidad de la formación del campo y por medio de un registro que se tenia de uno de los pozos del campo se determino la porosidad a una profundidad dada, con la porosidad y profundidad ajustada a datos reales de campo se halló la permeabilidad. Más adelante se puede observar los distintos comportamientos a las diferentes propiedades petrofísicas y la necesidad de confiabilidad de datos para resultados más reales.

La **figura 68** representa el enmallado de simulación que se tomo para dicho estudio.

Figura 68. Enmallado de simulación para el modelo heterogéneo.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

El modelo de simulación tiene una presión original de 3200 psi referida a un datum de 7000 pies. El modelo consta de 9 capas o arenas, cada capa posee diferente porosidad, permeabilidad y espesor. Según pruebas PVT, la presión de burbuja es de 3015 psi con un R_s inicial de 400 pie³/bbl. La viscosidad del fluido a presión de saturación es de 15 cp. Las propiedades de cada capa son presentadas en la **tabla 8**.

Tabla 8. Propiedades de cada capa empleadas en el modelo de simulación.

CAPA	ESPESOR (PIES)	POROSIDAD, %	PERMEABILIDAD, mD
1	70	18	27
2	50	22	127

3	80	13	12.72
4	50	15	27.6
5	50	21	96
6	60	6	125
7	90	20	69
8	70	22	128
9	80	10	26.3

La presión del yacimiento se estima que puede haber declinado hasta un 50% de la presión original del yacimiento. Por tal motivo, la inyección de agua se realizó cuando la presión del yacimiento era del orden de los 1651 psi, alcanzando una saturación de gas libre igual al 14.32 por ciento del volumen poroso. La **tabla 9** representa las condiciones operacionales de los pozos productores y el pozo inyector.

Las condiciones de inyección base se tomaron de acuerdo a las condiciones específicas a las cuales se diseñó inyectar en el campo. De acuerdo al comportamiento del factor de recobro, saturación de gas, presión del yacimiento y tiempos de llene a las condiciones base de inyección, se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección con el objetivo de aumentar el factor de recobro último, aumentar la presión del yacimiento y disminuir los periodos de llene.

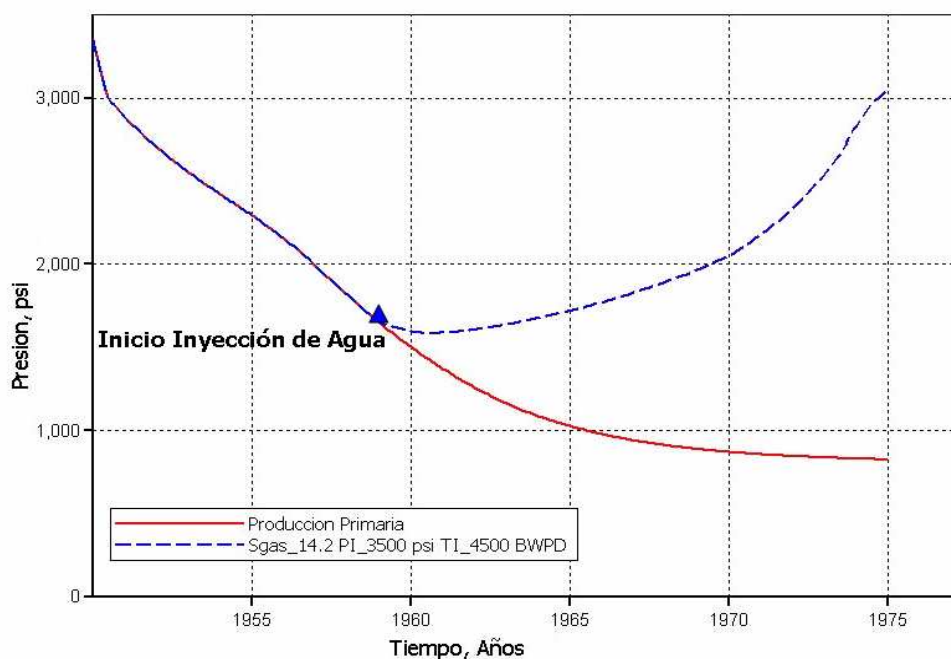
Tabla 9. Condiciones base de operación de los pozos.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
POZO PRODUCTOR		
Presión fondo fluyendo, pwf	800	psi

Tasa liquido superficie	600	BPD
POZOS INYECTORES		
Presión de inyección	3500	psi
Tasa de inyección, Agua	4500	Bbl/día

La **figura 69, 70 y 71** representan el comportamiento de la presión del yacimiento, la saturación de gas y el factor de recobro tanto para la producción primaria como para la inyección de agua a las condiciones base.

Figura 69. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento con y sin inyección de agua.



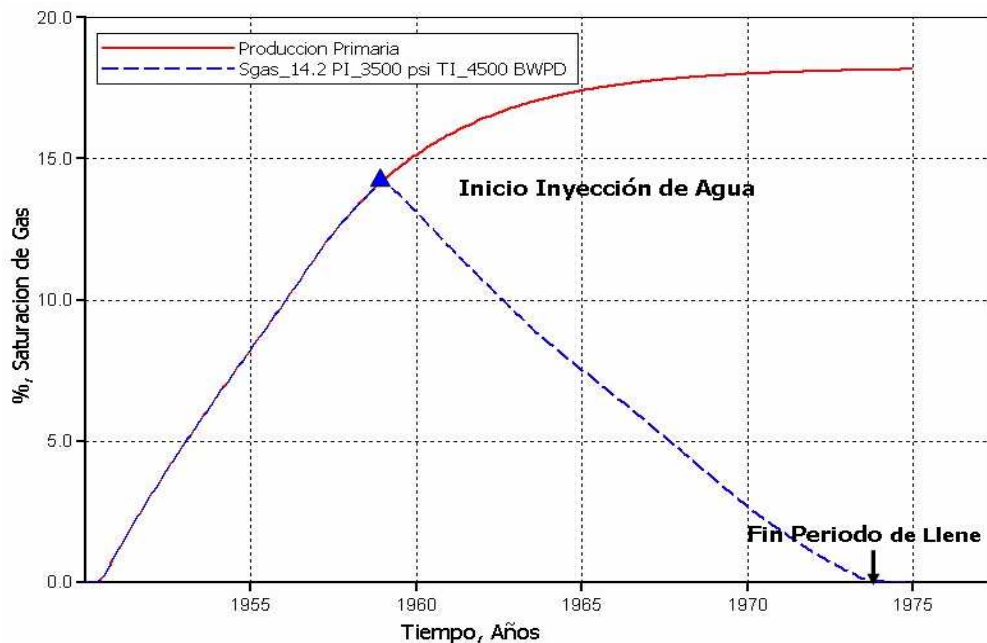
Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

En la **figura 69** la tendencia roja representa el comportamiento de la presión por producción primaria. La inyección de agua se inicia cuando la presión del yacimiento es igual a 1651 psi. Bajo las condiciones base de inyección, la presión promedio del yacimiento puede alcanzar los 3000 psi después de 16

años de inyección. El comportamiento de la presión del yacimiento una vez se ha realizado la inyección puede ser observado de forma mas clara en la tendencia azul.

Debido que a los 15 años aproximadamente de iniciada la inyección, el yacimiento alcanza la presión de burbuja, se logra redissolver todo el gas en el banco de aceite. Por este motivo es recomendable inyectar inicialmente a tasas altas y así lograr tener una disminución en el periodo de resolubilización del gas en el banco de aceite, esta sensibilidad será efectuada mas adelante. El comportamiento de la saturación de gas por producción primaria y su solubilización debido a la inyección de agua puede observarse de forma mas clara en la **figura 70**.

Figura 70. Comportamiento de la saturación de gas con y sin inyección de agua.

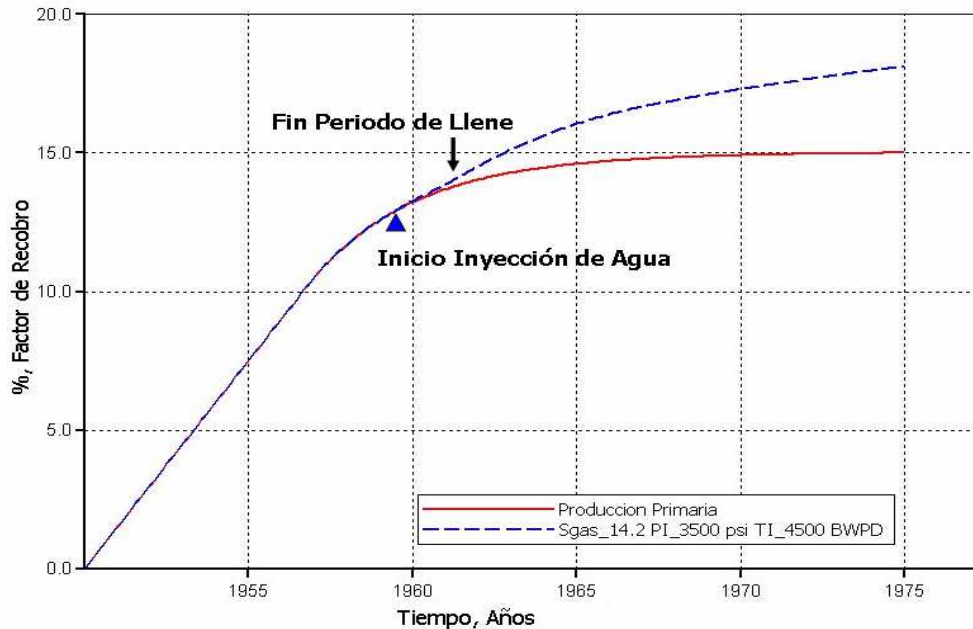


Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

La **figura 71** representa el comportamiento y la diferencia del factor de recobro por producción primaria y cuando se inyecta a una saturación de gas

libre igual al 14.32% del volumen poroso. La producción de aceite se logra aumentar en un 1.830 MBIs, equivalentes a un 3.13 por ciento del petróleo original in situ. La respuesta del yacimiento a la inyección de agua tarda un periodo de 2 años, tiempo en el cual se incrementan los costos operacionales que serán reflejados años mas tarde de iniciada la inyección. Debido a que es un yacimiento multicapa, los periodos de llene difieren entre las diferentes capas. Aunque la resolubilizacion del gas en el banco de aceite tarda un periodo de 15 años, tiempo en el cual se superaría el periodo de llene, el factor de recobro tiene un aumento significativo solo a los dos años de inyección; esto es debido a que las capas que presentan menor saturación de gas inicial han superado en dos años aproximadamente el periodo de llene.

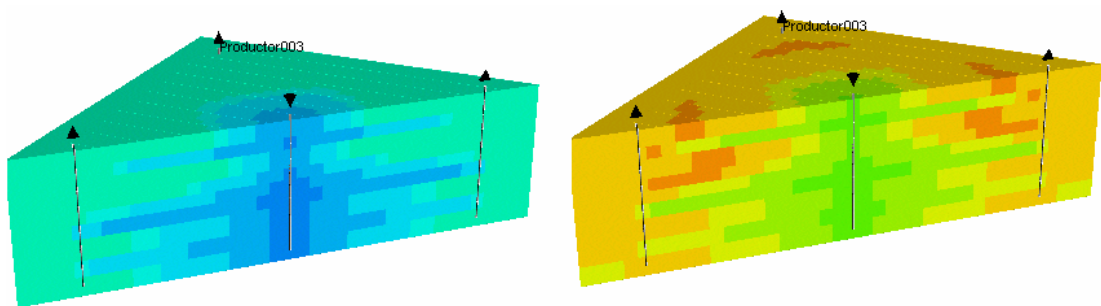
Figura 71. Comportamiento del factor de recobro con y sin inyección de agua.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

El bajo factor de recobro último que se presenta por inyección de agua es debido al alto grado de heterogeneidad que presenta el modelo, a que el agua inyectada irrumpe tempranamente en los pozos productores, a los 18 meses de iniciada la inyección y que el agua tiende a tomar caminos preferenciales de mayor permeabilidad. Este fenómeno puede ser observado en la **figura 72**.

Figura 72. Comportamiento de la saturación de agua y aceite cuatro años después de iniciada la inyección.



Fuente: Simulador IMEX; Result 3D. Versión 2005.Computer Modelling Group.

2.4.1 Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales en procesos de inyección de agua. Modelo heterogéneo

Una vez establecido los comportamientos y resultados de las condiciones base de inyección, se realizara una sensibilidad a parámetros como tasa y presión de inyección. Al realizar la sensibilidad a las variables anteriormente mencionadas se busca en definitiva un aumento en el factor de recobro, y disminución en los periodos de llene.

2.4.1.1 Sensibilidad a la tasa y presión de inyección.

Las tasas de inyección en el modelo base, comparadas con las tasas de producción favorecen al yacimiento, debido a que se esta inyectando mayores tasas que las que se están produciendo. Sin embargo, existe la

necesidad de inyectar a tasas mas altas y así posiblemente disminuir los periodos de llene.

Las tasa de inyección y presión de inyección se muestran en la **tabla 10**.

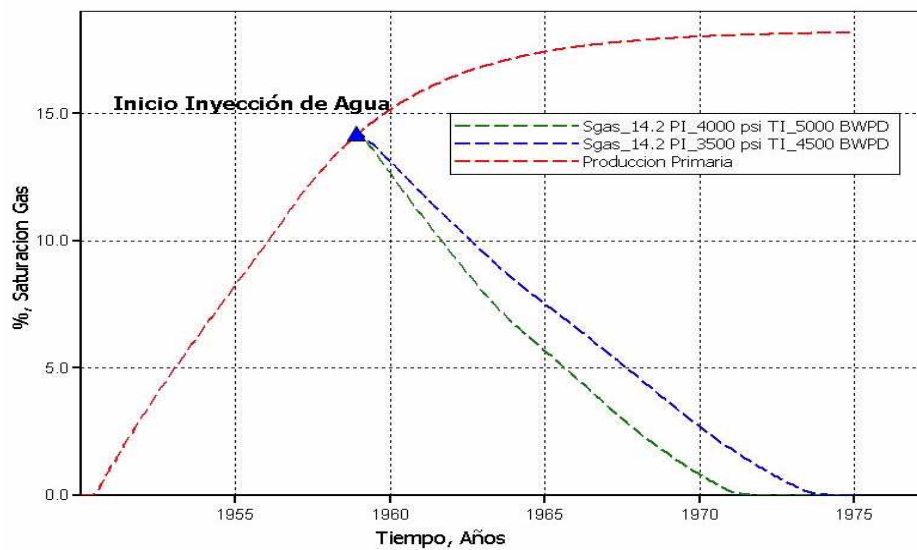
Tabla 10. Condiciones base de operación de los pozos

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
POZO PRODUCTOR		
Presión fondo fluyendo, pwf	800	psi
Tasa liquido superficie	600	BPD
POZOS INYECTORES		
Presión de inyección	3500	psi
Tasa de inyección, Agua	4500	Bbl/día

Fuente: ARIZA; L, MUÑOZ; S Y ULLOA; J; Grupo Investigación de Recobro Mejorado.

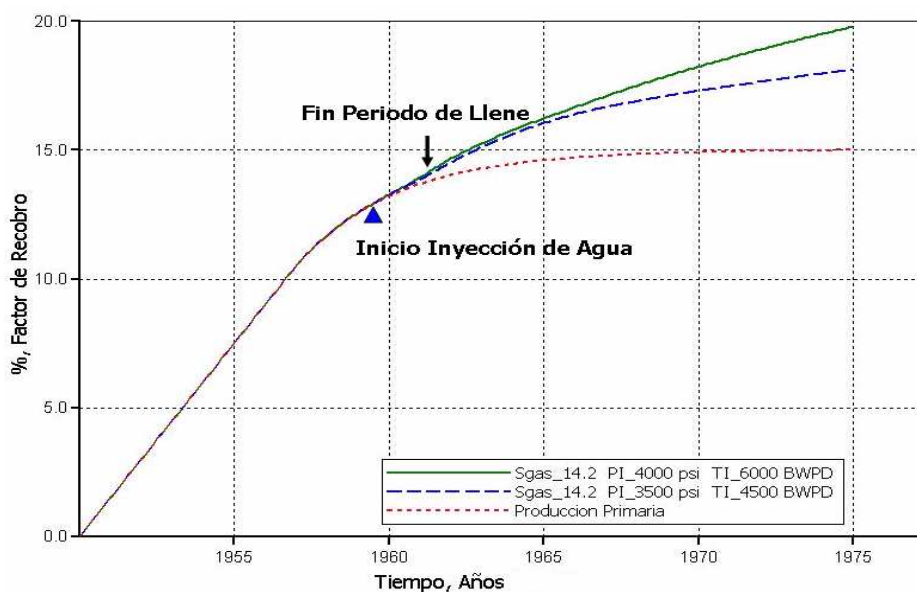
Las **figuras 73 y 74** muestran el comportamiento de la saturación de gas y factor de recobro tanto para la producción primaria, condiciones base de inyección y sensibilidad a la tasa y presión de inyección.

Figura 73. Comportamiento de la saturación de gas.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Figura 74. Comportamiento del factor de recobro.



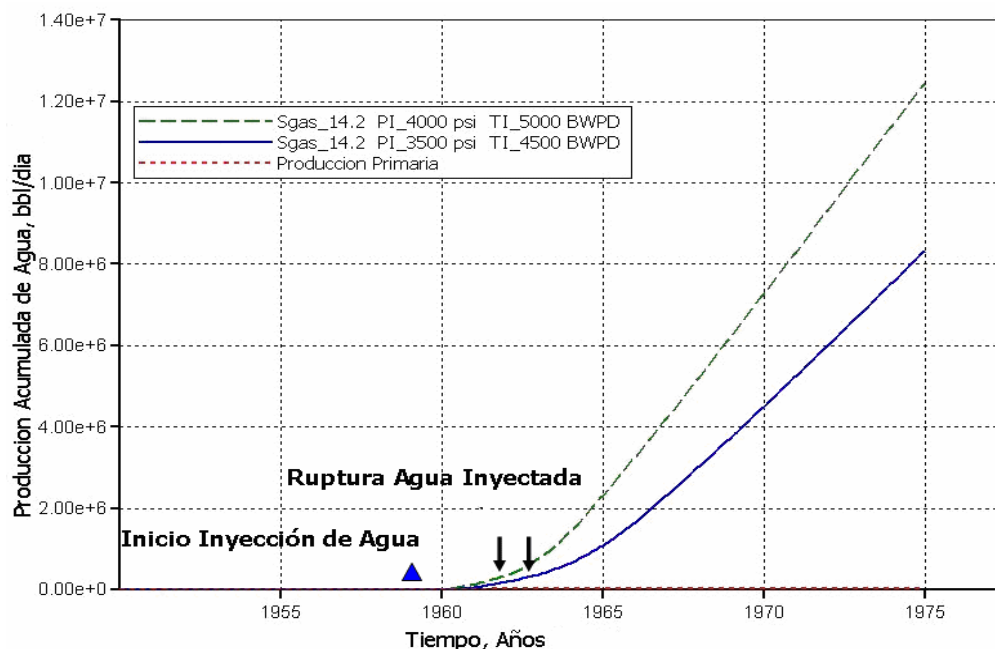
Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

La saturación de gas una vez se ha inyectado a mayor tasa y presión se resolubiliza en el banco de aceite en menor tiempo. El periodo de llene disminuye considerablemente; al inyectar a tasas altas, el agua inyectada

ocupa en menor tiempo el espacio ocupado por el gas libre. El factor de recobro una vez se incrementa la tasa y presión de inyección aumenta en un 2 por ciento respecto a las condiciones base de inyección y un 5 por ciento respecto a la producción primaria.

La **figura 75** representa los diferentes tiempos de ruptura, a las diferentes tasas de inyección.

Figura 75. Tiempos de ruptura del agua inyectada.



Fuente: Simulador IMEX; Result Graph. Versión 2005.Computer Modelling Group.

Debido a que el agua inyectada irrumpe tempranamente en los pozos productores, es recomendable una vez superado los tiempos de llene disminuir la tasa de inyección.

En resumen, el máximo recobro que se puede alcanzar en el mejor de los casos en este proceso de inyección es de 20 por ciento hasta alcanzar un corte de agua del 95 por ciento y un periodo aproximado de dos años en los

que la inyección de agua no aporta producción de fluidos comparada con los que se obtendrían por producción primaria. Debido a que el tiempo de ruptura del agua inyectada sucede a los 15 meses, indica que la eficiencia del proceso hasta la irrupción del agua es considerablemente baja, que habrá digitación viscosa, disminuyendo el factor de recobro último y obteniendo una eficiencia de barrido considerablemente baja.

Según los diferentes comportamientos observados a través del trabajo, se recomienda que la inyección de agua para el caso aplicado, se implemente en el menor tiempo posible, a la mayor tasa y presión de inyección para obtener un mayor factor de recobro. Debido a los extensos periodos de llene y a las implicaciones económicas que conlleva la recuperación por inyección de agua en presencia de saturación de gas libre es aconsejable iniciar la inyección en sectores del campo donde la presión del yacimiento no se haya visto reducida considerablemente, que las tasas de inyección una vez se han superado los periodos de llene disminuyan y así evitar los altos cortes de agua.

3. MÉTODO DE PREDICCIÓN DE CRAIG –GEFFEN –MORSE

Un método de predicción consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten pronosticar información sobre su futuro, en aspectos tales como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de agua, antes y después de la ruptura.

Los numerosos métodos analíticos que existen difieren en la forma como toman en cuenta la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la razón de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso de la inyección de agua.

Una serie de estudios se han realizado a lo largo de la historia de la ingeniería de petróleos, para analizar la recuperación de aceite por inyección de agua. Algunos de estos estudios fueron realizados por Craig-Geffen-Morse, estos autores condujeron su investigación, sobre modelos de arenas consolidadas utilizando aceite y agua. El modelo de inyección se escaló para reproducir el comportamiento del campo bajo inyección; los autores tomaron placas de rayos-x para poder detectar el desplazamiento de los fluidos dentro de los modelos.

El método que se desarrolló, tenía como objetivo poder aplicar el concepto de la relación de movilidad en inyección de agua; uno de los resultados hallados, fue una eficiencia areal en la ruptura más alta que la que se esperaba. Igualmente el trabajo permite predecir el comportamiento de la relación agua-petróleo para un patrón de cinco puntos, en inyección de agua. Este método tiene una confiabilidad en sus predicciones siempre y cuando no se registre una saturación de gas inicial demasiado alta, esto se puede

validar mediante la determinación de un factor conocido como el coeficiente de Craig.

Otro de los aportes de gran importancia de este método de predicción, fue precisamente una corrección al trabajo previo realizado por Dyes³¹, ya que en dicho trabajo se paso por alto la manera en como tratar un proceso de inyección de agua donde exista una cantidad significativa de aceite recuperable detrás del frente de invasión; para solucionar esta deficiencia Craig y sus colaboradores, descubrieron que la saturación promedio del fluido desplazante durante la ruptura, es la misma que la del sistema lineal; de igual forma, dedujeron que la eficiencia de barrido areal después de ruptura aumenta linealmente con el valor del logaritmo de la razón de volumen de agua inyectada con volumen de agua inyectada a la ruptura.

Uno de los puntos de análisis dentro del método de predicción desarrollado por Craig-Geffen-Morse, considera que al momento de la ruptura, se registra un incremento significativo de la fracción de agua desde un valor de cero hasta un valor determinado; igualmente, se presenta un agudo incremento durante el desarrollo de la inyección, hasta alcanzar una fracción de agua del cien por ciento³², estas variaciones abruptas de las fracciones de agua, no son realistas, sino simplemente son un producto de las correlaciones empleadas por los autores en el desarrollo del método de predicción; sin embargo, esta deficiencia se ve subsanada cuando el método se aplica para un yacimiento considerando capas múltiples.

Según este método de predicción, la producción de aceite se considera como la suma del aceite producido debido al incremento del área barrida, mas el

³¹ DYES, A. B; CAUDLE, B. H; ERIKSON, R.A. Oil Production after Breakthrough as Influenced by Mobility Ratio. Trans. AIME 1954. Vol. 201. p.81-86

³² WELGE, Henry J. A Simplified Method for Computing Oil recovery by Gas or Water Drive Trans AIME 1952. Vol. 155. P 91-98.

aceite que es desplazado de la región invadida, entonces el agua producida será el agua inyectada menos el aceite producido.

3.1. Suposiciones básicas del método de predicción Craig-Geffen-Morse:

Los planteamientos básicos propuestos por el modelo CGM se enumeran de la siguiente manera:

- Patrón de inyección de cinco puntos con capas homogéneas horizontales y de espesor uniforme.
- El movimiento del frente de invasión se presenta de acuerdo a la teoría de Buckley-Leverett, modificada para desplazamiento radial.
- Las propiedades de las rocas y de los fluidos se consideran constantes, aunque se pueden incluir variables para cada capa.
- No se registra una segregación gravitacional de influencia apreciable en los fluidos, así como tampoco se considera flujo cruzado entre las capas.
- La eficiencia de barrido areal en la ruptura y después de la misma, se puede obtener a partir de las correlaciones deducidas durante las pruebas experimentales de laboratorio.
- La eficiencia de barrido vertical se considera del cien por ciento dentro de cada capa.
- La producción de aceite se considera que inicia una vez todo el gas móvil se halla desplazado.

3.2 Limitantes principales del método de Craig-Geffen-Morse:

- Se requiere información de laboratorio, sobre la relación entre la movilidad y la eficiencia areal a ruptura, y el incremento de la eficiencia después de la ruptura.

- Los datos sobre el incremento de la eficiencia areal después de la ruptura están disponibles solo para patrones de cinco puntos.
- Los cálculos no son válidos para inundaciones, en las cuales exista un acuífero activo.
- El método es válido hasta un determinado valor de saturación de gas inicial presente.
- El estudio de laboratorio presenta un sistema muy idealizado, en el cual no hay efectos de gravedad, variación de permeabilidad, ni fracturas locales.
- El método aplica solo para arenas uniformes y sistemas donde los efectos gravitacionales no sean de gran magnitud.
- Este método se considera confiable, siempre y cuando el valor de la saturación de gas inicial, este dentro de un valor determinado, el cual se obtiene mediante una correlación desarrollada por Craig y sus colaboradores.

3.3 Predicción del recobro de aceite:

Los cambios introducidos, por Craig-Geffen-Morse a estudios anteriores que habían establecido que la producción después de la ruptura, provenía de las dos regiones; la anteriormente barrida y la nueva barrida, se pueden establecer de la siguiente manera:

El agua y el aceite que provienen de la porción previamente barrida, se calculan utilizando la ecuación de avance frontal de Buckley-Leverett y modificada por Welge; el término volumen inyectado acumulado en términos del volumen poroso, se modifica para tomar en cuenta el incremento continuo en la porción invadida y barrida inicialmente.

El aceite que se produce de la nueva zona barrida, se determina a partir de la tasa de incremento en la eficiencia areal con el volumen inyectado, y la disminución en la saturación de aceite en esta zona recientemente invadida. La disminución en la saturación de aceite es igual al incremento de la

saturación del fluido inyectado inmediatamente detrás de la zona estabilizada; para obtener las relaciones agua-petróleo de producción, se deben sumar las contribuciones de las dos regiones, es decir, de la zona previamente barrida y la zona que se ha inundado recientemente.

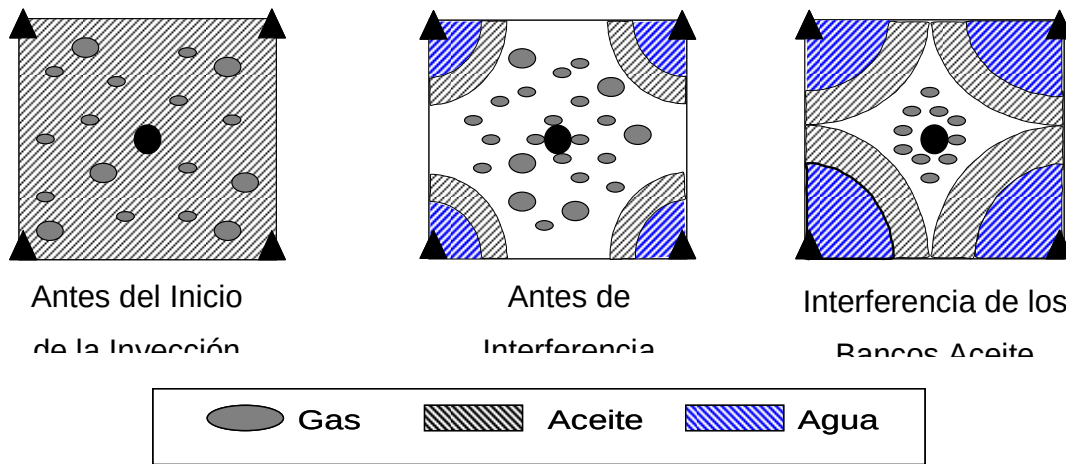
3.4 Etapas de un proceso de inyección de agua según Craig-Greffin-Morse:

Para predecir el comportamiento de la inyección de agua los autores dividieron el proceso en cuatro etapas fundamentales:

- Primera Etapa: Desde el comienzo hasta la interferencia.
- Segunda Etapa: Desde la interferencia hasta el llenado.
- Tercera Etapa: Desde el llenado hasta la ruptura.
- Cuarta Etapa: Desde la ruptura hasta el abandono.

Etapas 1: Esta etapa comprende desde el inicio de la inyección hasta el encuentro de los bancos de aceite, formados alrededor de los pozos inyectoros. Al encuentro de los bancos de aceite se le llama *interferencia*. En esta etapa se asume que solo el gas móvil es desplazado por el agua inyectada, y el agua inyectada al final, será igual a la saturación de gas libre en la porción cilíndrica del yacimiento; no se considera producción de petróleo durante este periodo.

Figura 76: Diagrama esquemático de la progresión del frente de la inyección de agua.

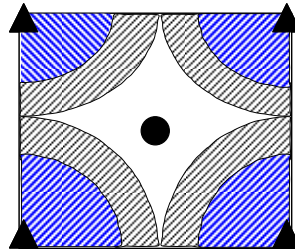


Fuente: Mamora, D y Wattenbarger, R; WATERFLOOD Design and Management. Texas A&M University.

Etapas 2: Este período comprende desde la interferencia hasta que todo el espacio que estaba siendo ocupado por el gas, sea ahora ocupado por el agua que se está inyectando; al igual que en la etapa anterior, durante esta etapa tampoco se considera la producción de aceite.

En este periodo, la forma de los bancos de agua y de aceite cambiará continuamente. El volumen acumulado de agua inyectada al final de este periodo, se halla simplemente multiplicando el volumen poroso por la saturación de gas inicial; lo anterior supone que mientras ocurre el llenado, la tasa de producción de aceite es despreciable, en comparación con la tasa de inyección de agua. Por el contrario, si la tasa de aceite antes del llenado es significativa, los volúmenes de agua inyectados hasta el periodo de llenado, deben aumentarse, por el volumen en el yacimiento del aceite producido desde el comienzo de la inyección hasta que se produzca el llenado.

Figura 77: Llame del espacio ocupado inicialmente por el gas.



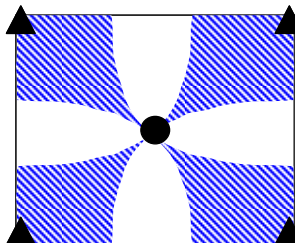
Llene

Fuente: Mamora, D y Wattenbarger, R; WATERFLOOD Design and Management. Texas A&M University

Por lo general, la duración de esta etapa es muy corta, de ahí, que se asuma un cambio lineal en las tasas de inyección de agua al comienzo y al final de este período.

Etapa 3: Esta etapa abarca desde que se produce el llenado hasta el momento en que el agua de inyección irrumpe en el pozo productor; así como el llenado marca el comienzo de la respuesta en la producción de aceite, la ruptura señala el comienzo de la producción de agua, durante este período, la tasa de producción de aceite del yacimiento es igual a la tasa de inyección de agua.

Figura 78: Ruptura del frente de agua en los pozos productores.

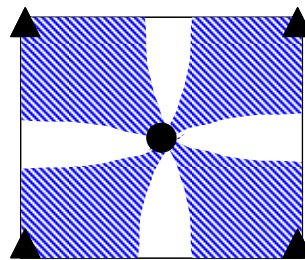


Fuente: Mamora, D y Wattenbarger, R; WATERFLOOD Design and Management. Texas A&M University

Etapa 4: Esta etapa final abarcará desde la irrupción del agua en el pozo productor, hasta la inundación total y abandono del proyecto en el límite económico; esta etapa tiene varios rasgos característicos como son, el comienzo de la producción de agua, un incremento en la razón de movilidad, el aumento de la eficiencia areal, también incrementa la razón de producción agua-petróleo y disminuye la tasa de producción de aceite.

La relación de producción agua-petróleo se verá afectada por la cantidad de aceite y agua que fluyen desde la región previamente barrida, los cuales a su vez se ven dominados por los datos de flujo fraccional, más la cantidad de aceite desplazado debido al aumento en el área de barrido, el cual se asume que es desplazado por la saturación de agua inmediatamente detrás de la zona estabilizada.

Figura 79: Abandono del proyecto.



Limite Económico

Fuente: Mamora, D y Wattenbarger, R; WATERFLOOD Design and Management. Texas A&M University

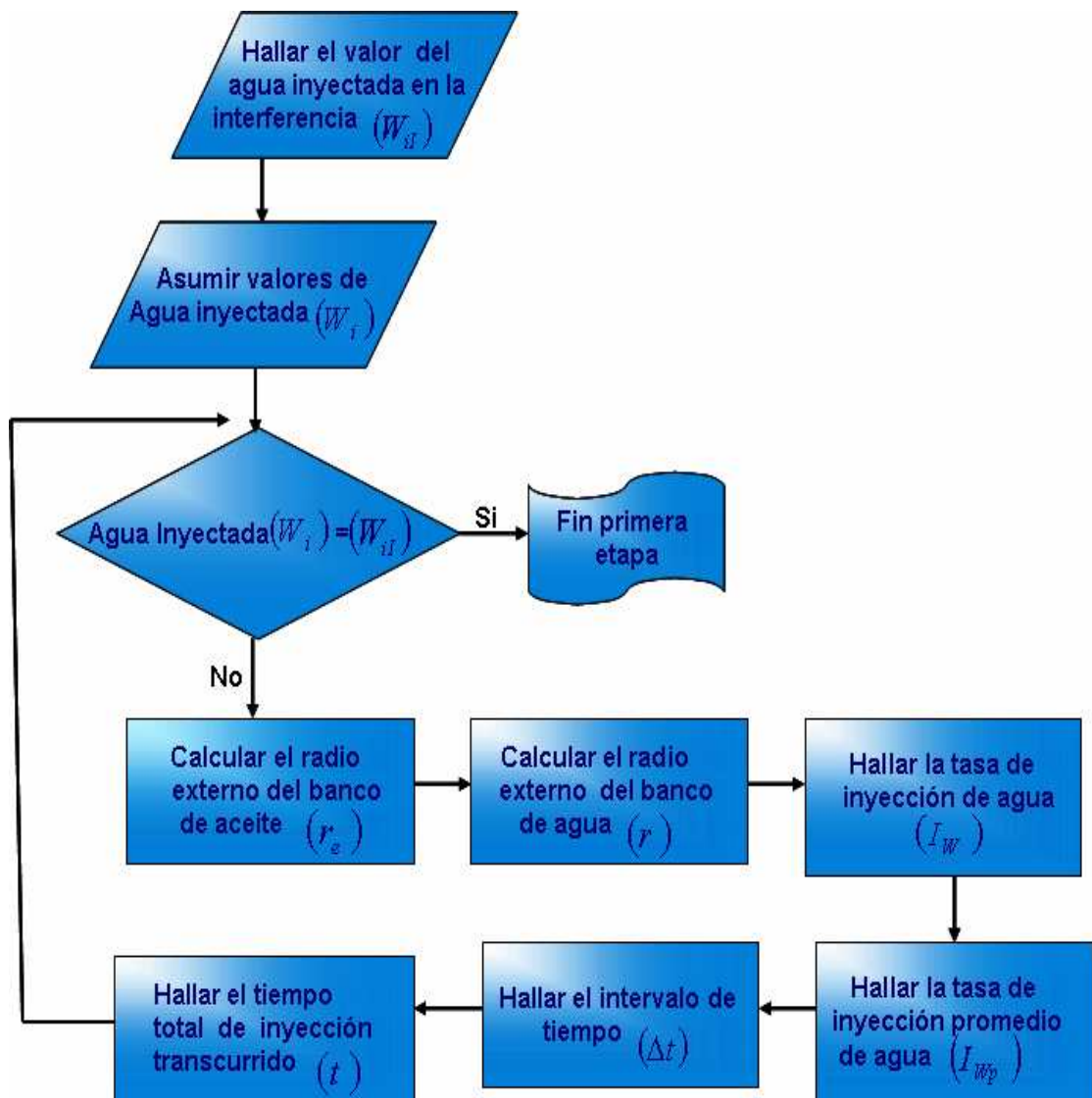
Antes de empezar en forma el desarrollo del método de predicción de Craig-Geffen-Morse, se requieren algunos datos de entrada relacionados básicamente con datos obtenidos de pruebas de laboratorio, como saturaciones de agua y permeabilidades relativas e igualmente algunos datos relacionados con las propiedades del yacimiento.

A continuación se enumeran dichos datos:

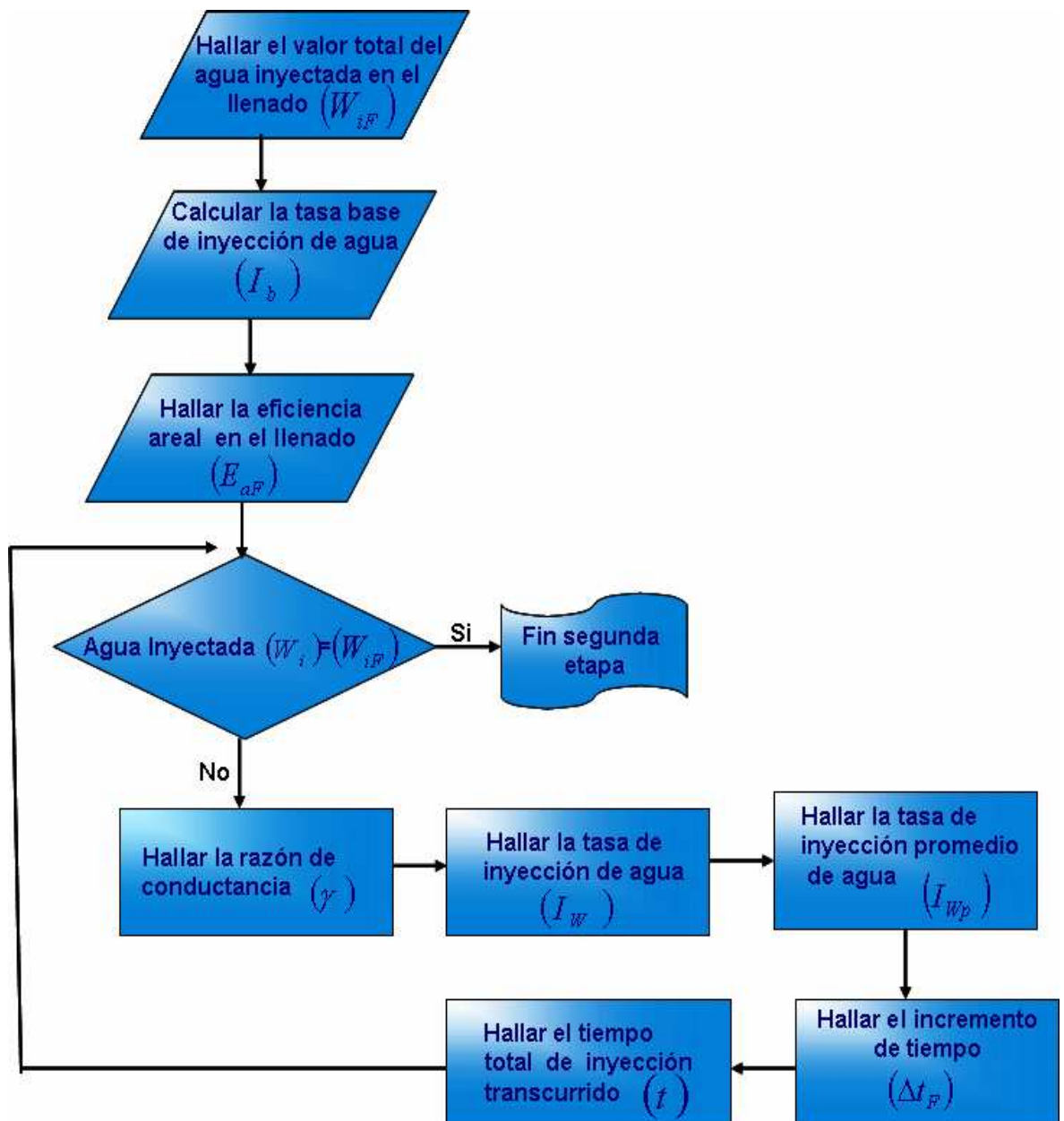
- Caída de presión entre los pozos, ΔP [Psi]
- Permeabilidad promedia del yacimiento, K [md]
- Espesor, h [Pies]
- Porosidad promedio, ϕ [Fracción]
- Saturación de agua inicial, S_{wi} [Fracción]
- Saturación de gas inicial, S_{gi} [Fracción]
- Viscosidad del agua, μ_w [cp]
- Viscosidad del aceite, μ_o [cp]
- Presión del yacimiento, P_y [Psi]
- Factor volumétrico de formación inicial del aceite B_{oi} [bbl/STB]
- Factor volumétrico de formación actual del aceite B_{ioa} [bbl/STB]
- Radio del pozo, r_w [Pies]
- Área del patrón, A [Acres]
- Datos de permeabilidades relativas tanto al agua como al aceite y los datos de saturación de agua, K_{rw} , K_{ro} , S_w .

En este trabajo se considera el procedimiento detallado necesario para predecir el comportamiento de la inyección de agua durante cada una de las cuatro etapas, por medio de un diagrama de flujo; como se muestra a continuación:

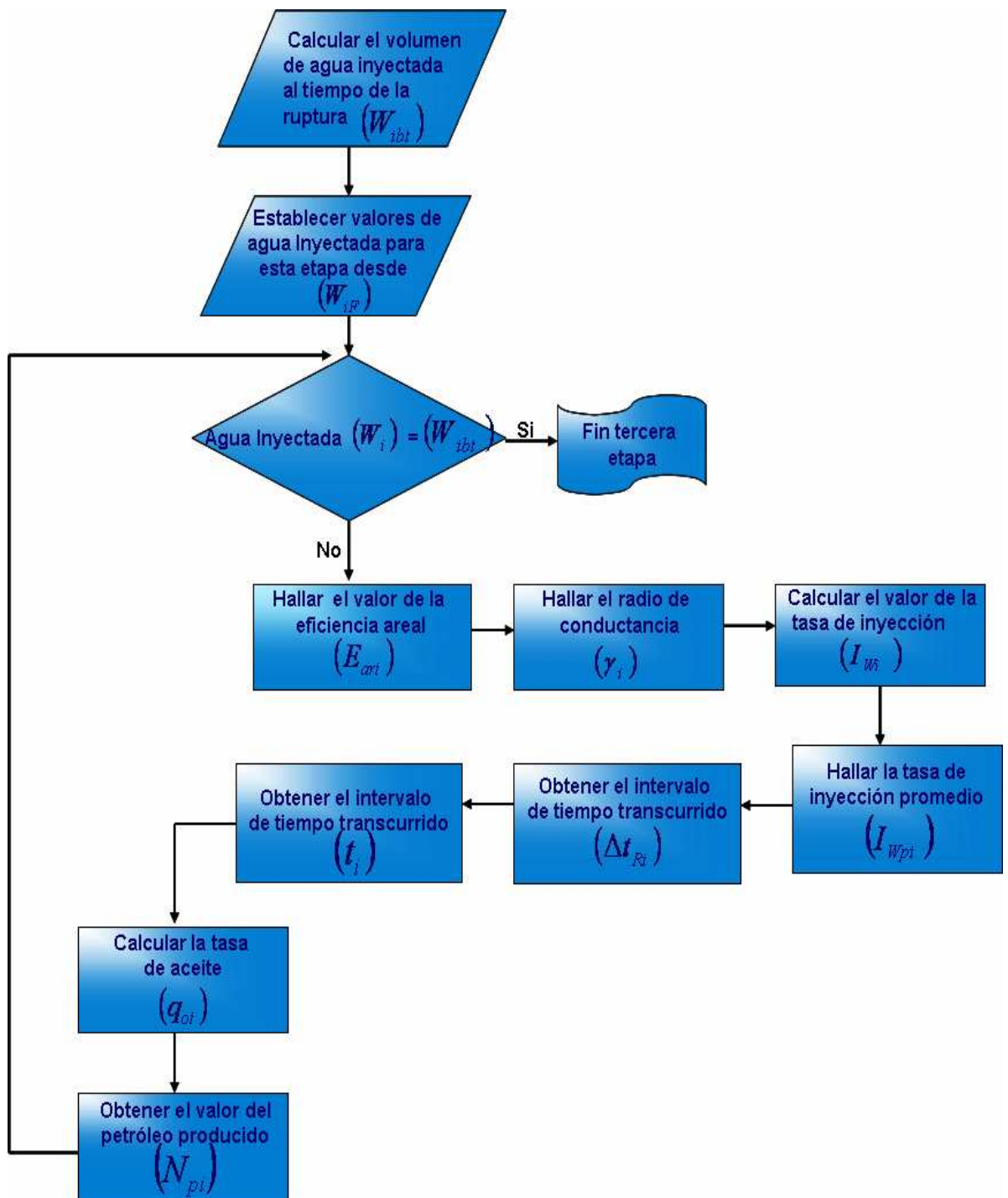
Primera etapa:



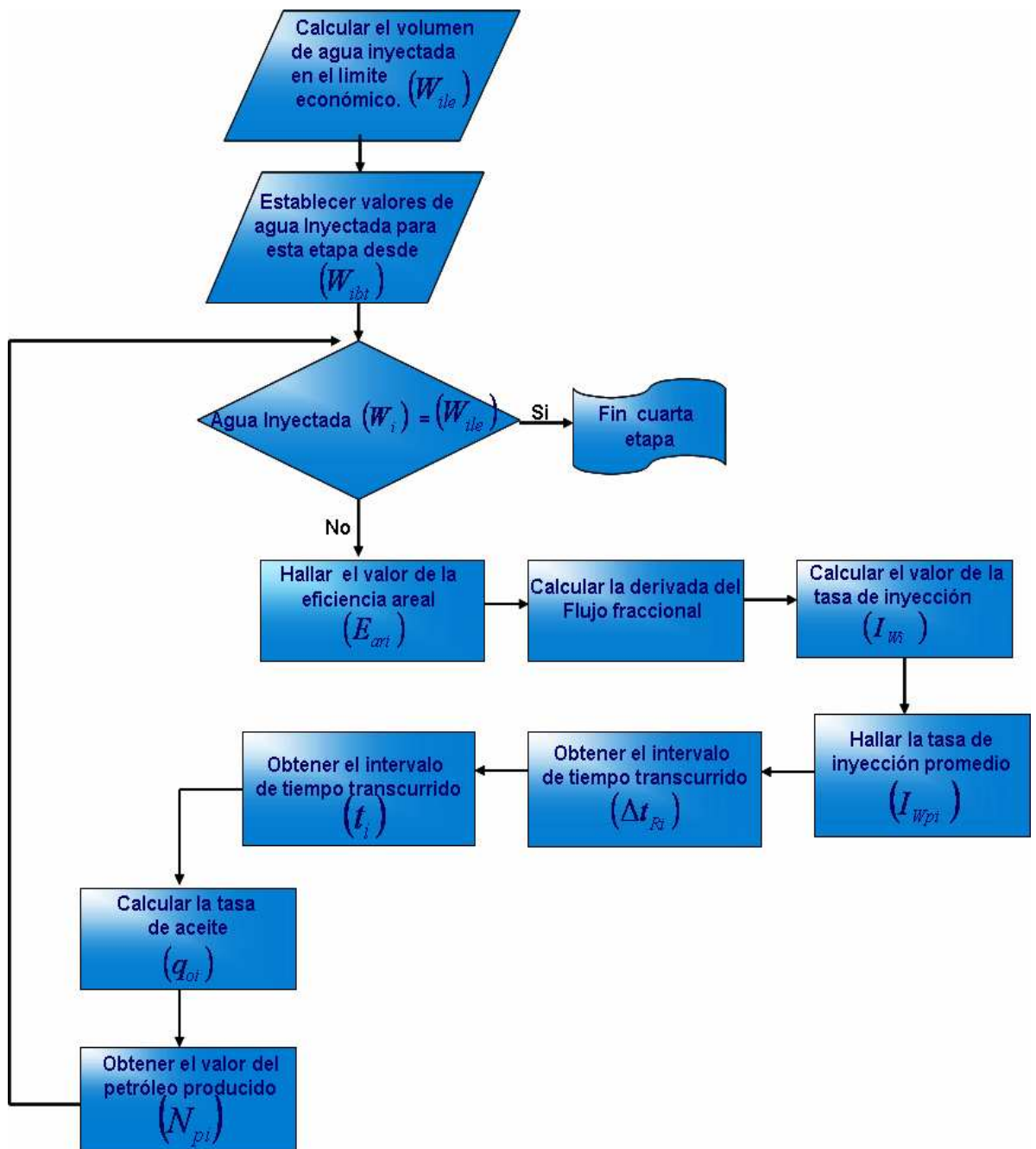
Segunda etapa:



Tercera etapa:



Cuarta etapa:



3.5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MÉTODO DE PREDICCIÓN DE PREDICCIÓN (CGM):

En base a una herramienta software se aplicó el método de Craig Geffen Morse para dos casos; el primer caso presenta el modelo cuando no existe saturación de gas al inicio de la inyección de agua; posteriormente se planteó el modelo el cual presenta una saturación de gas del orden de 6.34%, esto con el objetivo de evaluar el efecto de la saturación de gas, mediante un método analítico.

Los datos empleados en el modelo de predicción son los mismos que se plantearon para el modelo base en el capítulo de simulación y están presentados en la **tabla 11**

Tabla 11. Características del molde de predicción.

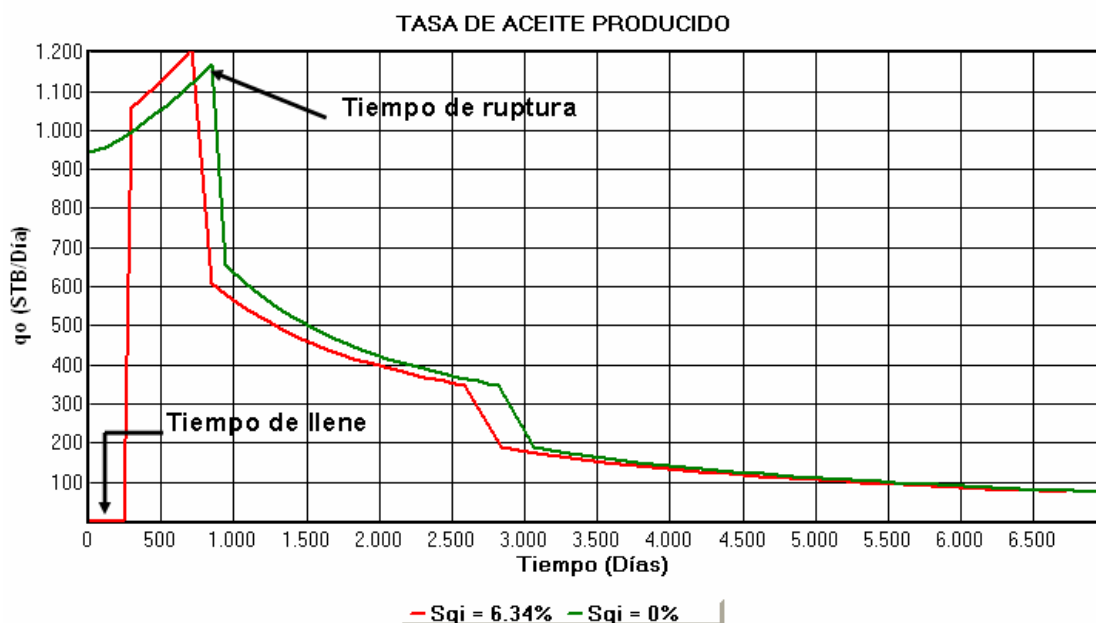
PROPIEDAD	VALOR
Área (acres)	40
Espesor neto (pies)	40
Porosidad (%)	20
Permeabilidad (md)	100
Permeabilidad relativa al agua	0.72
Permeabilidad relativa al aceite	0.33
Saturación de agua inicial (%)	30
Viscosidad del aceite (cp)	7
Viscosidad del agua (cp)	0.528
Permeabilidad relativa al agua	0.72
Permeabilidad relativa al aceite	0.33
Factor volumétrico del aceite (Bbl/STB)	1.1

Factor volumétrico del agua (Bbl/STB)	1.029
Diferencial de presión (psi)	1000
Radio efectivo del pozo (ft)	0.5

El modelo a estudiar consta de 4 capas que tienen las mismas propiedades de permeabilidad, porosidad y espesor neto, además por ser un modelo analítico cerrado no tiene en cuenta efectos tales como influencia de los alrededores o efectos de segregación gravitacional.

La **figura 80** expone los resultados de la tasa de aceite producido para los casos, en el que no existe saturación de gas inicial y con saturación de gas del 6.34% del volumen poroso.

Figura 80. Tasa de aceite producido vs tiempo.

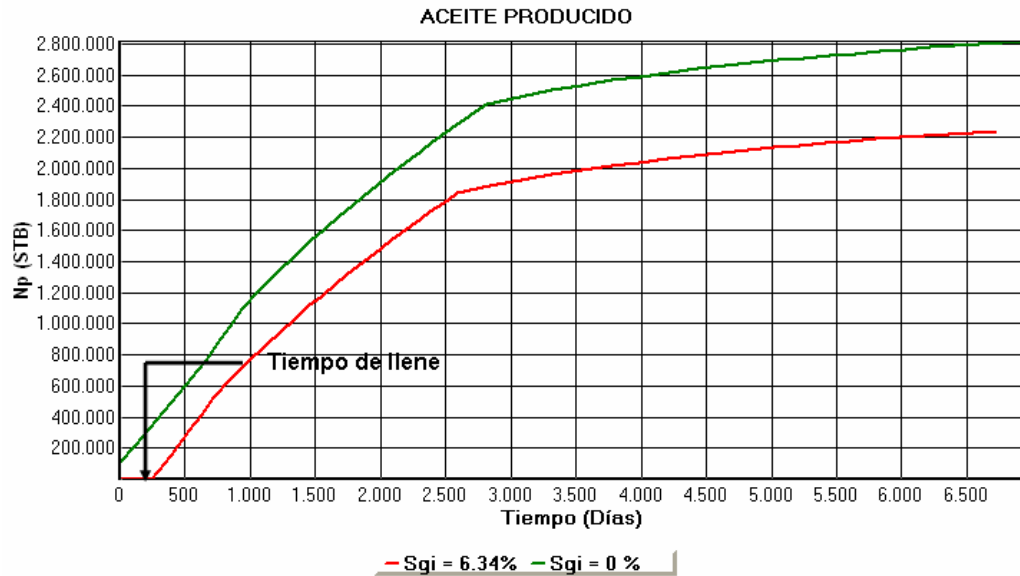


Fuente: Modelo de Predicción Craig Geffen Morse; Grupo de Investigación Recobro Mejorado.

En la **figura 80** se observa el comportamiento de la tasa de aceite producido con y sin saturación de gas en el yacimiento. En la grafica se puede observar las diferentes etapas del método, representadas por el cambio en pendiente de las curvas, desde el inicio de la inyección hasta el límite económico del proyecto.

Cuando no existe saturación de gas inicial, el método aplica desde la tercera etapa, es por esto que la producción de aceite alcanza un máximo de 1200 bbls de aceite por día, hasta alcanzar la ruptura del agua inyectada. Las 4 etapas del método pueden ser observadas en la figura que presenta saturación de gas. Las dos primeras etapas ocurren durante un tiempo 300 días, tiempo en el que se supera el periodo de llene, reflejando un aumento en la producción de aceite. Una vez termina el periodo de llene, la producción de aceite alcanza un máximo de 1200 barriles de aceite por día, tiempo en el que se alcanza la ruptura del agua inyectada, culminando la tercera etapa. Debido a la ruptura del agua, y un aumento en la relación agua petróleo, la producción de aceite disminuye, hasta alcanzar el límite económico. La declinación en la tasa de aceite producido cuando existe saturación de gas, provoca la disminución de la producción acumulada de aceite, tal como se observa en la **figura 81**.

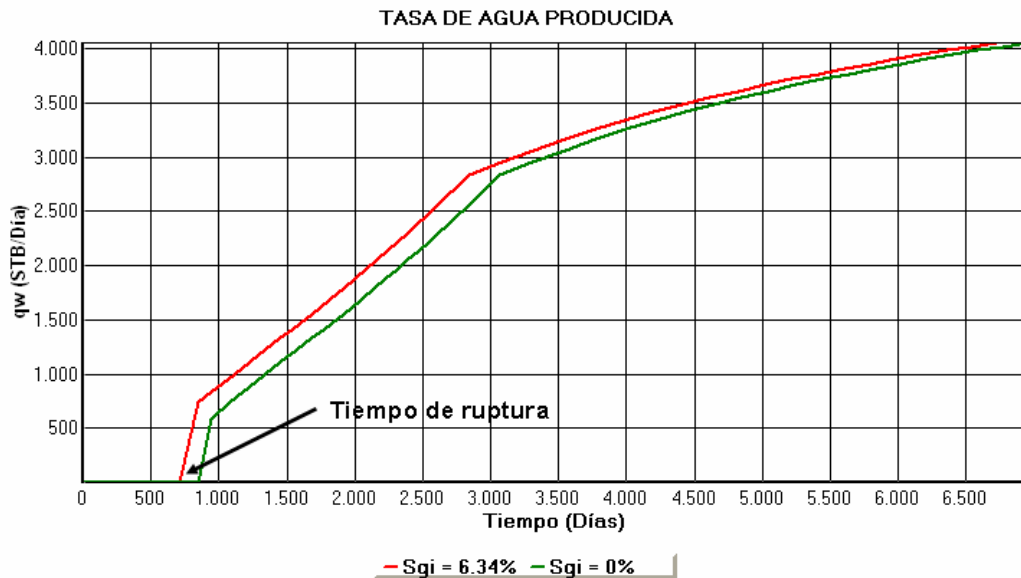
Figura 81. Producción acumulada de aceite vs tiempo.



Fuente: Modelo de Predicción Craig Geffen Morse; Grupo de Investigación Recobro Mejorado.

La **figura 82** muestra el comportamiento del agua inyectada. En la grafica se puede observar que los tiempos de ruptura con y sin saturación de gas difieren entre si. El tiempo de ruptura es ligeramente menor cuando existe una saturación de gas en el yacimiento, este hecho implica que una vez se ha superado el periodo de llene se alcanza la ruptura del agua inyectada casi inmediatamente, disminuyendo el factor de recobro. La mayor producción de aceite se alcanza, cuando se logra retardar la irrupción del agua inyectada en el pozo productor, efecto que se observa en el caso en que no hay saturación de gas inicial.

Figura 82. Tasa de agua producida vs tiempo.



Fuente: Modelo de Predicción Craig Geffen Morse; Grupo de Investigación Recobro Mejorado.

Finalmente con el método de predicción de Craig Geffen Morse se puede determinar una vez más, que el efecto de la saturación de gas libre es retardar la respuesta del agua inyectada, disminuyendo el factor de recobro a medida que aumenta la saturación de gas inicial en el yacimiento.

CONCLUSIONES

- Los periodos de llene dependen de la cantidad de gas libre en el yacimiento y de la tasa y presión de inyección que se diseñen para la implementación de proyectos de recuperación secundaria. A mayor saturación de gas inicial en el yacimiento, la inyección de agua se hace no viable, debido a que el yacimiento ofrece respuesta solo a tiempo tardíos de realizada la inyección.
- Las altas tasas y presiones de inyección requeridas para superar los periodos de llene, ocasionan una disminución de petróleo recuperado, debido a la irrupción temprana del agua en el pozo productor, así como un aumento de la relación agua petróleo, reduciendo la eficiencia del proceso y aumentando los costos operativos. Para evitar esta situación, se aconseja que una vez se ha superado los periodos de llene, se disminuya la tasa de inyección.
- La reducción del espaciamiento entre pozos es fundamental en el desempeño de la inyección de agua y se plantea como solución para disminuir el tiempo de respuesta, ya que mientras mas cerca se ubiquen los pozos inyectoros y productores, el tiempo de llene disminuye y mayor será la recuperación de aceite.
- En yacimientos que presentan saturación de gas al momento de iniciar la inyección de agua, es necesario inyectar grandes volúmenes de agua para alcanzar el mismo factor de recobro que se obtendría al inyectar sin saturación de gas libre, comprometiendo la rentabilidad y éxito del proyecto.

RECOMENDACIONES

Considerando los cambios en las curvas de permeabilidad relativa y propiedades en el fluido como consecuencia de la solubilización del gas en el aceite en un proceso de inyección de agua, se hace necesario realizar un estudio de simulación empleando un simulador composicional, que permita variar las curvas de permeabilidad relativa y propiedades PVT del fluido, a medida que avanza la inyección de agua.

Debido a las diversas teorías existentes sobre gas atrapado y considerando que los estudios a escala de laboratorio usualmente no son representativos, es recomendable realizar estudios de simulación a escala de poro³³ que permita verificar la existencia del gas atrapado y sus efectos sobre el recobro de aceite remanente mediante procesos de inyección de agua.

Debe llevarse a cabo un análisis económico detallado que indique; que la implementación del proceso de inyección de agua a tiempos tempranos, resulta mas provechoso, aun si esto significa grandes inversiones al comienzo de la vida productiva del yacimiento, contra el retraso en la respuesta de inyección debido a la presencia de saturación de gas libre, para respaldar en términos económicos el desarrollo de la inyección de agua, a presiones mayores o iguales a la de saturación.

³³ MOHAMMAD PIRI, Pore Scale Modelling of Three Phase Flow. Imperial College London. Diciembre 2003.

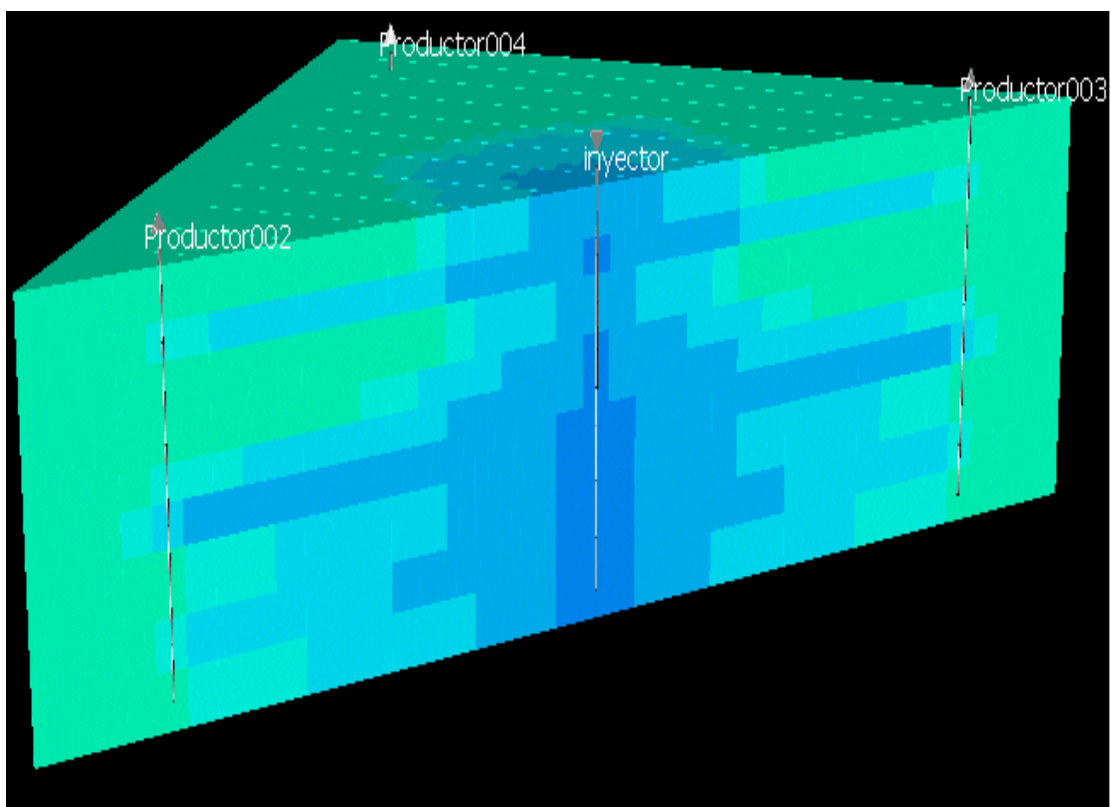
BIBLIOGRAFIA

1. COMPUTER MODELLING GROUP LTD. User's Guide. Builder. Versión 2005.
2. CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Volume 3. 1971.
3. CRAZE R.C., BUCKLEY, S.E. A Fractal Analysis of the Effects of Well Spacing on Oil Recovery. Drill and Prod. Prac., API (1945), 144.
4. DEPPE, John C. Injection Rates. The Effect of Mobility Ratio, Area Swept, and Pattern. Society of Petroleum Engineers Journal. June 1961. Pág 81-91.
5. KIEL, O. Gerald. SINGH, Surendra. Waterflood Design (Pattern, Rate, and Timing). Paper SPE 10024. March 1982.
6. KIRK, Joseph W. A Review of Waterflood Filtration. Paper SPE 850.
7. LOYD R. Kern. Effect of Spacing on Waterflood Recovery Efficiency. Paper SPE 10538
8. MANNUCCI, Jesús. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos No Convencionales. Tomo I. Universidad del Zulia. 1990.

9. MATTAX, Calvin. DALTON, Robert. Reservoir Simulation. SPE Monograph Series. Monograph Volume 13. 1990.
10. NIÑO, Luzmila. Análisis y Evaluación del Taponamiento de Pozos Inyectores del Campo Caño Limón – Arauca. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 2004.
11. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo. 2001.
12. ROSE, Stephen C. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Society of Petroleum Engineers. 1989.
13. WILLHITE, Paul. Waterflooding. SPE Textbook Series Vol. 3. 1986.
14. CRAIG. Forrest, Jr. "The Reservoir Engineering Aspects Of Waterflooding" Amoco Production Company. 1971.
15. CALHOUN. John, Jr. "Fundamentals of Reservoir Engineering"; University of Oklahoma, 1953.
16. DAKE. L. P. "Fundamentals of Reservoir Engineering"; New York, 1951.
17. C.R. Holmgren & R.A. Morse. "Effect Of Free Gas Saturation On Oil Recovery By Water Flooding" Petroleum transactions, AIME. 1951.
18. Kyte, Stanclift, Stephan & Rapoport. "Mechanism Of Water Flooding In The Presence Of Free Gas" Petroleum transactions, AIME . 1955.
19. H. Dykstra. "The Effect Of An Initial Gas Saturation On The Performance Of A Waterflood" paper N°29467. 1995.

ANEXO A

GUÍA DE SIMULACIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA UTILIZANDO EL SOFTWARE IMEX 2007 DE LA COMPAÑÍA COMPUTER MODELLING GROUP. CMG



INTRODUCCION

El conocimiento y empleo de software es muy común en la ingeniería de yacimientos, esto permite integrar las diferentes áreas de la ingeniería de petroleos tales como geología, petrofísica, ingeniería de yacimientos y operaciones de producción, con el fin de estudiar el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación, optimizando y buscando nuevos esquemas de desarrollo que permitan un mejor desarrollo del campo al menor costo posible.

El objetivo de la presente guía de simulación, tiene como fin orientar a estudiantes y profesionales de ingeniería de petroleos a implementar en sus estudios programas de simulación numérica, su estructura provee los pasos básicos para realizar diferentes corridas, teniendo en cuenta los parámetros más influyentes en un proceso de desplazamiento con agua.

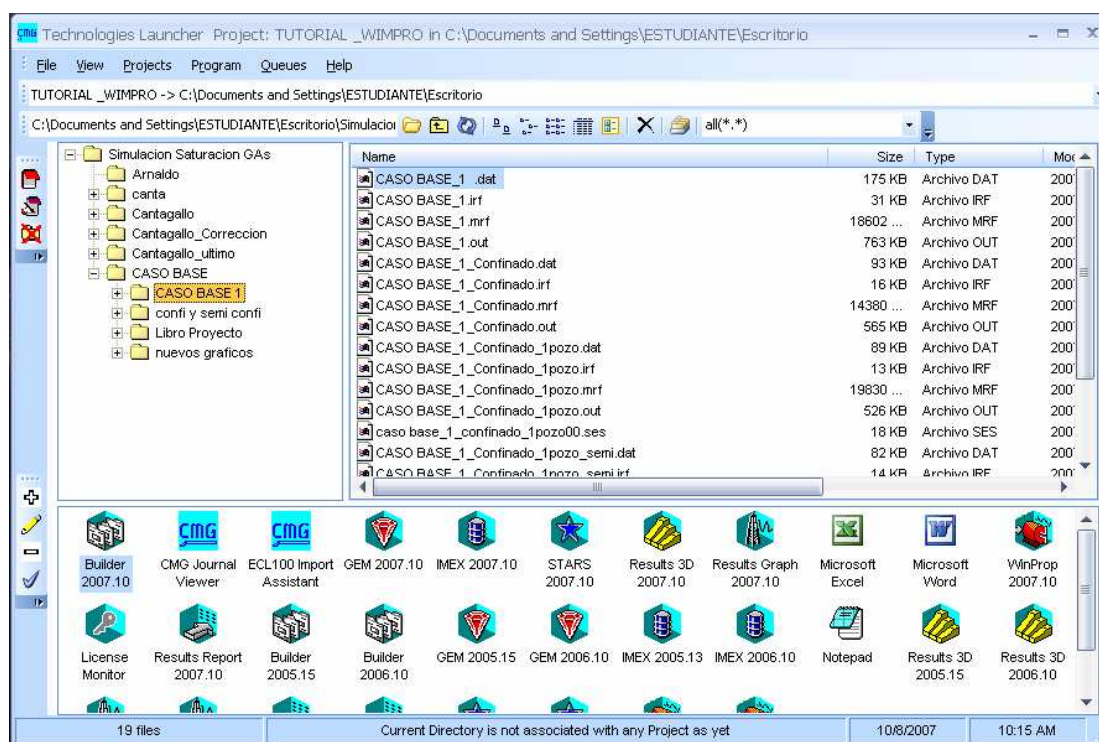
De igual forma, se sugiere al lector ayudarse de las guías del usuario incorporados en el simulador CMG (**Technologies launcher/help** o ubicando los manuales en la siguiente dirección, **archivos de programa/CMG/IMEX/2007.10/DOC/im2007sp.**) en caso de pretender realizar una aplicación especial, ingresar datos extras a la simulación o tener dudas en el funcionamiento de alguna sección.

A.1 INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (TECHNOLOGIES LAUNCHER)

Haga doble clic en el icono de **CMG** , o en el menú de programas del computador donde está instalado el simulador; seleccione la carpeta **CMG** y luego haga clic en **Launcher 2007.10**. A continuación se abrirá el **Technologies Launcher** (Figura 1), el cual es la plataforma que permite

acceder a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman la familia **CMG**, y que a la vez funciona como directorio de proyectos. Mediante esta interfase gráfica, el usuario podrá iniciar las simulaciones y manejar los archivos utilizados y generados en la simulación.

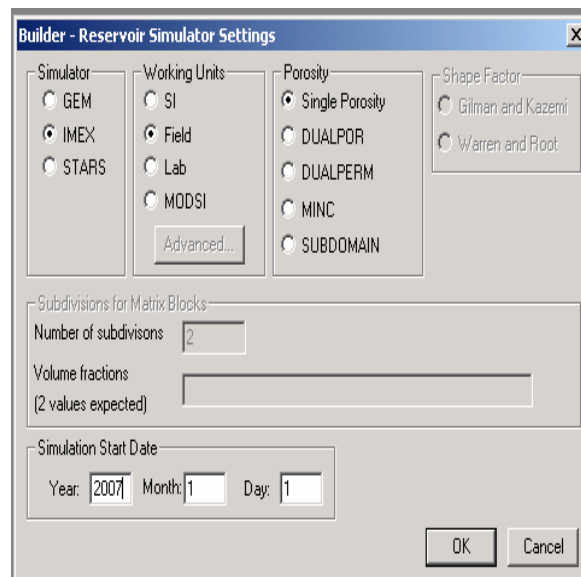
Figura 1. Entorno Gráfico del *Technologies Launcher 2007.10*



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Para la creación del archivo de entrada de datos, haga doble clic en el icono del **ModelBuilder** (construcción del modelo). Se abrirá una ventana (Figura 2), la cual permite escoger el tipo de simulador a utilizar (**IMEX**, **STARS** o **GEM**), las unidades a trabajar (unidades del Sistema Internacional, **SI**; unidades de Campo, **Field**; o unidades de Laboratorio, **Lab**), la porosidad (especificando si el yacimiento es fracturado o no) y la fecha de inicio del proceso de simulación.

Figura 2. Ventana para la configuración del simulador

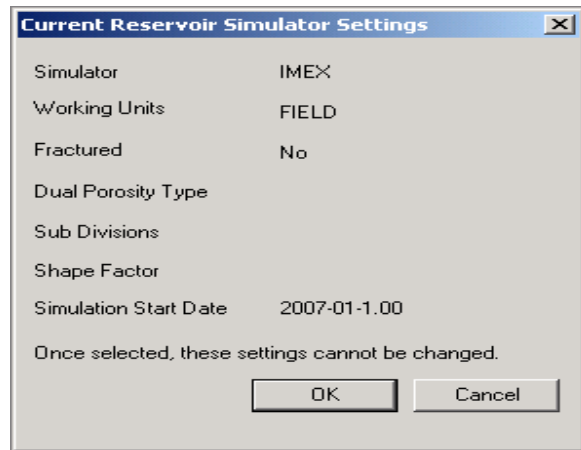


Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A continuación, aparecerá una ventana (**Figura 3**), la cual muestra todos los ítems seleccionados y advierte que una vez seleccionados, no se podrán efectuar cambios. Haga clic en **OK** para aceptar el mensaje.

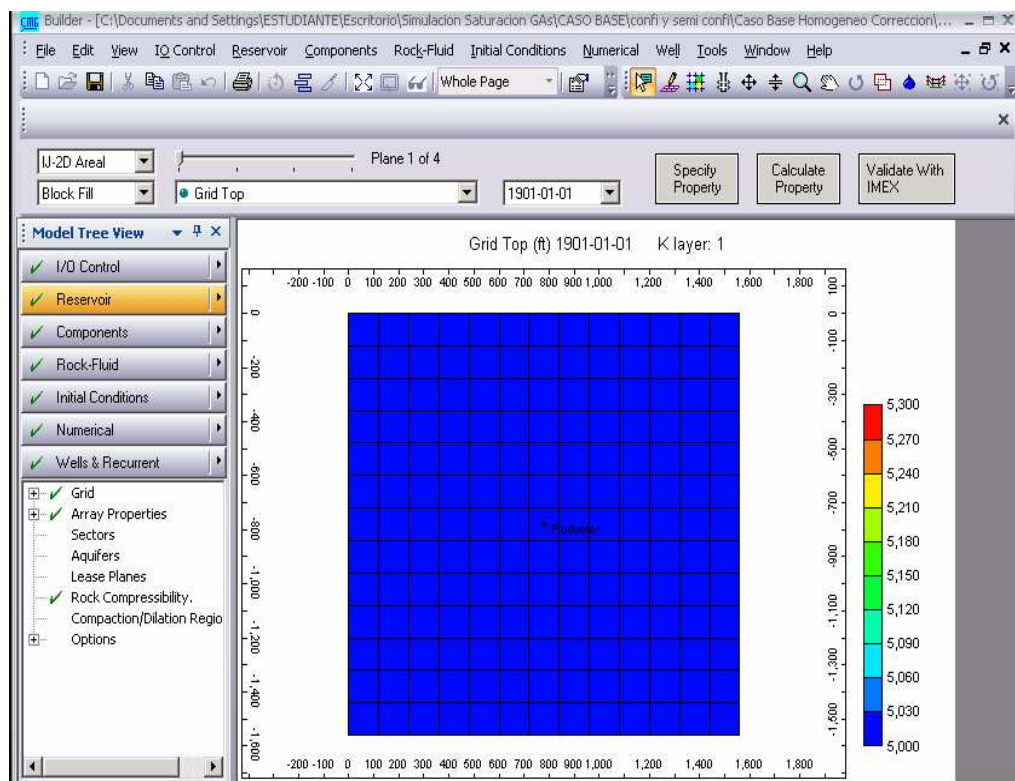
El simulador ingresa automáticamente al **ModelBuilder**, el cual, a través de una ventana (**Figura 4**) que contiene ocho secciones, permite crear el archivo de entrada de datos

Figura 3. Ventana para la configuración actual del simulador.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

.Figura 4. Ventana principal del *ModelBuilder*.

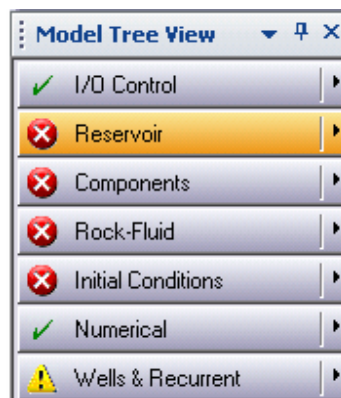


Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3 INGRESO DE DATOS EN EL MODELUILDER

Como se mencionó anteriormente, **ModelBuilder** está dividido en ocho secciones (**Figura 5**), de las cuales, tres son opcionales (**Input/Output Control, Numerical Control y Geomechanics**); aunque en ocasiones, es necesario configurarlas. Las otras cinco secciones son requeridas y conforman el cuerpo de la simulación.

Figura 5. Secciones del **ModelBuilder**.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

- ☐ **Input/Output Control (Control de Entradas y Salidas).** Esta sección define los parámetros que controlan las actividades de entrada y salida del simulador, tales como títulos, control de reinicio, selección de variables y frecuencia; con las cuales se escribirá la información del enmallado, de los pozos, a los archivos de salida y SR2 (archivo de resultado principal). No existen palabras requeridas u obligatorias en esta sección. Cada palabra clave cuenta con un valor por defecto, que puede ser empleado.

- ☐ **Reservoir (Descripción del Yacimiento).** Esta sección determina las características geométricas del enmallado a utilizar y permite el ingreso de las propiedades de la formación, tales como el tope, espesor del grid, porosidad, permeabilidad, entre otras. También se pueden definir la gran

mayoría de condiciones iniciales en el yacimiento como temperatura, presión, saturaciones, entre otras. Esta sección está enlazada al **GridBuilder**, que es el pre-procesador que ayuda a modelar la geometría del yacimiento. Se escoge el sistema de coordenadas a utilizar, teniendo en cuenta que el enmallado puede ser cartesiano, radial, de profundidad y espesor variable, y de tipo *corner point* o puntos de esquina.

- ☐ **Components (Propiedades de los Componentes).** En esta sección se definen las características del fluido que se encuentra en el yacimiento como compresibilidades, densidades, viscosidades, entre otras.
- ☐ **Rock-Fluid (Propiedades del Sistema Roca-Fluido).** En esta sección, se especifican las propiedades de interacción del sistema roca-fluido, y se generan las curvas de permeabilidades relativas y de presiones capilares.
- ☐ **Initial Conditions (Condiciones Iniciales).** Esta sección permite definir las condiciones a las cuales se encuentra inicialmente el yacimiento, antes de iniciar la simulación. Entre ellas, se encuentran la presión del yacimiento, las profundidades de los contactos tanto agua-aceite como gas-aceite, profundidad de referencia.
- ☐ **Numerical (Control Numérico).** En esta sección, se encuentran los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como intervalos de tiempo, definición del método de solución, a partir de las cuales, se pueden corregir los errores de convergencia generados durante la corrida.
- ☐ **Well & Recurrent Data (Datos de Pozos y Datos Recurrentes).** En esta sección, se especifican las propiedades de los pozos y sus restricciones de operación. Además, permite definir las fechas de los eventos que se

llevarán a cabo durante el proceso, tales como: inicio de la producción, inicio de la inyección, cierre de los pozos, entre otros.

Para ingresar a cada sección, se hace clic en su respectivo botón. Sin embargo, para llevar a cabo la ejecución de una corrida de simulación, es importante completar cada sección en el orden en que aparecen, debido a que algunas dependen de la anterior. El simulador le indica al usuario el estado en el que se encuentran las diferentes secciones mediante los siguientes iconos:

 Indica que el **ModelBuilder** no encontró errores de validación y por ende la sección se encuentra completa. Una simulación podrá llevarse a cabo cuando todas las secciones se encuentren con este símbolo.

 Indica cuando una sección se encuentra incompleta, debido a que hace falta datos básicos por ingresar en la sección. Una simulación no puede realizarse si alguna sección esta en rojo.

 Indica que a la sección le hace falta información o la información ingresada no es la adecuada, esto podría ocasionar fallas de convergencia en la simulación, es decir, es un mensaje de alerta, mas no de error y se aconseja reevaluar la información ingresada en la sección.

A.3.1 INPUT/OUTPUT CONTROL (Control de Entradas y Salidas).

En esta sección, se genera la identificación del proyecto. Se divide en seis secciones, ***Titles and Case ID, Run Time Dimensioning, Restart, Simulation Results Output, Text Output, Miscellaneous***. Para ingresar a

cada una de ellas, se hace clic en la pestaña correspondiente, tal como se observa en la **Figura 6**.

Figura 6. Menú Sección de Control de Entradas y Salidas.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3.1.1 Titles and Case ID (Nombre de la corrida). En ella se escribe el nombre y una breve descripción del modelo, con el fin de identificar la corrida que se va a ejecutar.

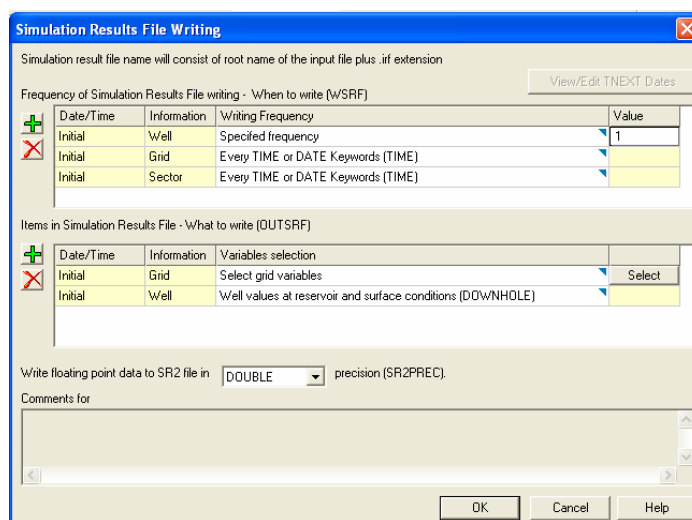
A.3.1.2 Run Time Dimensioning (Dimensionamiento en el tiempo de la corrida). Esta sección se utiliza cuando los parámetros que vienen por defecto en el simulador no son suficientes para realizar la corrida. Sin embargo, para modificar los valores que se encuentran en ella, es recomendable acudir al soporte técnico de la empresa CMG.

A.3.1.3 Restart (Reinicio). Se utiliza cuando se requiere agilizar el proceso de simulación. Para ello, es necesario contar con un modelo ya elaborado, a partir del cual, se elige una fecha determinada y de allí, se inicia la simulación del nuevo modelo. Esta sección es útil para hacer análisis de sensibilidad, ajuste histórico, o realizar cambios, sin necesidad de repetir toda la ejecución de la simulación.

A.3.1.4 Simulation Results Output (Resultados de salida de la simulación). En esta sección se seleccionan las propiedades que serán

reportadas en los archivos de salida de la simulación. Además, se especifica la frecuencia con la que se reporta la información en los archivos de resultados. Haciendo clic en esta sección, aparece la ventana que se presenta en la siguiente figura.

Figura 7. Información a reportar en los archivos de salida.

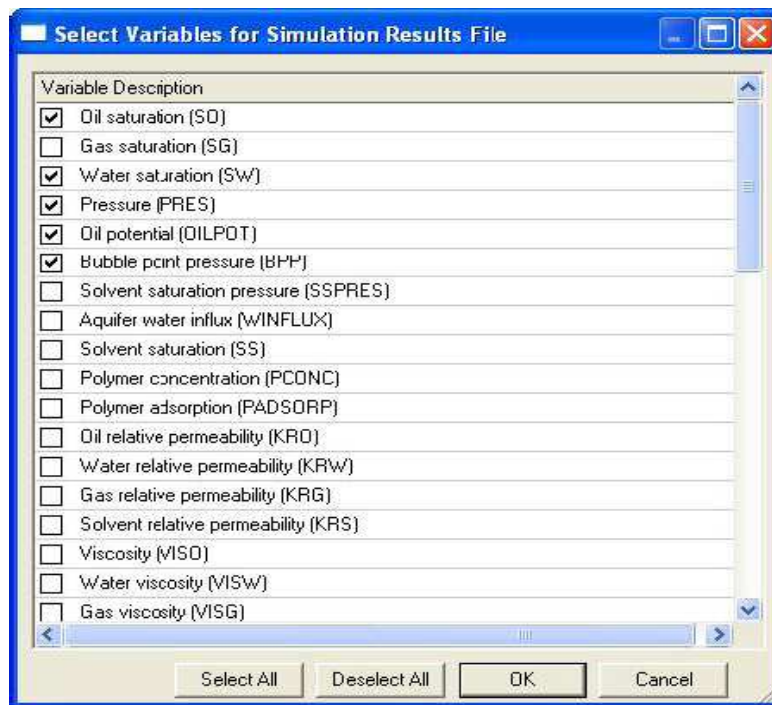


Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

En las casillas de **Writing Frequency** para **Well Information**, **Grid Information** y **Sector Information**, se puede escoger **Specify Frequency** o **Every TIME or DATE Keywords (TIME)**. En el caso de seleccionar la primera opción, en la casilla **value**, digite el valor de 1. Con esto, el simulador genera reportes del pozo, del enmallado y del sector para cada paso de tiempo.

En la casilla **Grid Information**, seleccione **Select Grid Variables**. Haciendo clic en **Select**, se desplegará una ventana (**Figura 8**), en la cual, se escogen las propiedades que requiera durante la simulación. Para guardar los cambios realizados, haga clic en **OK**.

Figura 8. Ventana de selección de variables de salida.



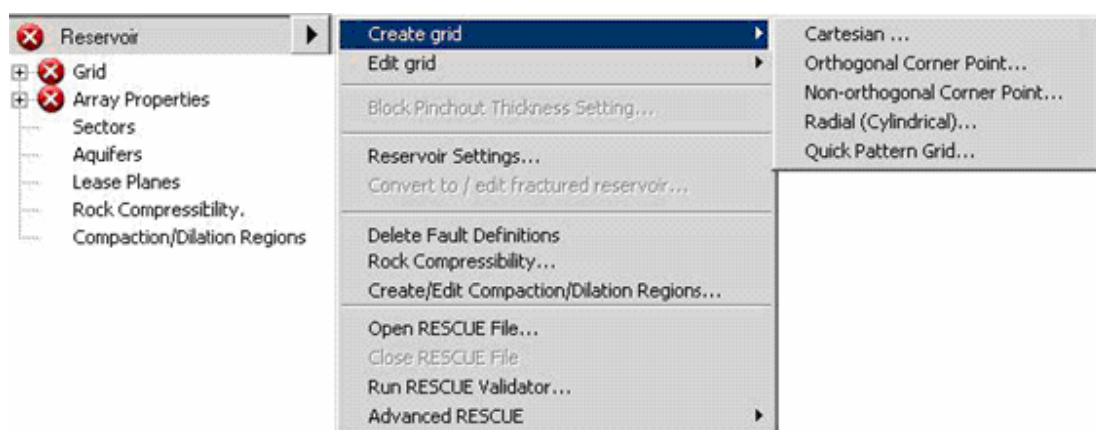
Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3.1.5 Text Output (Texto de Salida).

En esta sección, se selecciona la frecuencia con la cual se escribirán los datos del pozo, enmallado, sector, y las soluciones de la matriz y de las iteraciones a los archivos de salida, de igual manera, se identifica la información de las variables que estarán presentes en estos archivos. Haga clic en **Text Output**, para que se abra una ventana similar a la presentada en la **Figura 7**. A continuación ingrese la información para el enmallado, pozo, sector e iteraciones. En el caso de seleccionar las variables que se quieran reportar, haga clic en el botón **Select**, para que se despliegue una ventana similar a la presentada en la **Figura 8**, donde aparecen todas las variables que presenta el simulador.

A.3.2 RESERVOIR (Descripción del Yacimiento). En esta sección, se configura la geometría del enmallado de simulación y la distribución de algunas propiedades en los bloques que conforman el enmallado.

Figura 9. Menú de Descripción del Yacimiento.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3.2.1 Grid (Creación del Enmallado). En esta sección, se elabora el enmallado que representa el yacimiento que se va a simular. Al hacer clic en la pestaña para crear el enmallado, aparecen las diferentes configuraciones en las que puede ser construido: Cartesiano, Radial, de Profundidad y Espesor variable y de tipo Puntos de Esquina. Se especifica el número de celdas que conforman el enmallado en todas las direcciones y su respectivo espesor, como se presenta en la siguiente figura.

Figura 10. Definición del Enmallado de Simulación.

The image shows a software dialog box titled "Create Cartesian Grid". It contains the following settings:

- Grid Type:** ☒ Cartesian, ☐ Corner point (orthogonal)
- K Direction:** ☐ Up, ☒ Down
- Number of Grid Blocks:**
 - I direction: 13
 - J direction: 13
 - K direction: 4
- Block widths:**
 - I direction: 13*120
 - J direction: 13*120
- Controlling Grid spacing:**
 - ☐ Snap spacing
 - Snap grid lines as multiples of:**
 - I direction: 1
 - J direction: 1

Buttons: OK, Cancel

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3.2.2 Array Properties (Propiedades del Modelo). Una vez creado el enmallado de simulación, se procede a definir algunas propiedades del yacimiento, tales como el tope de la formación, permeabilidad, porosidad, espesor, entre otras. Este procedimiento se realiza en la ventana que se despliega al hacer clic en la casilla de esta sección.

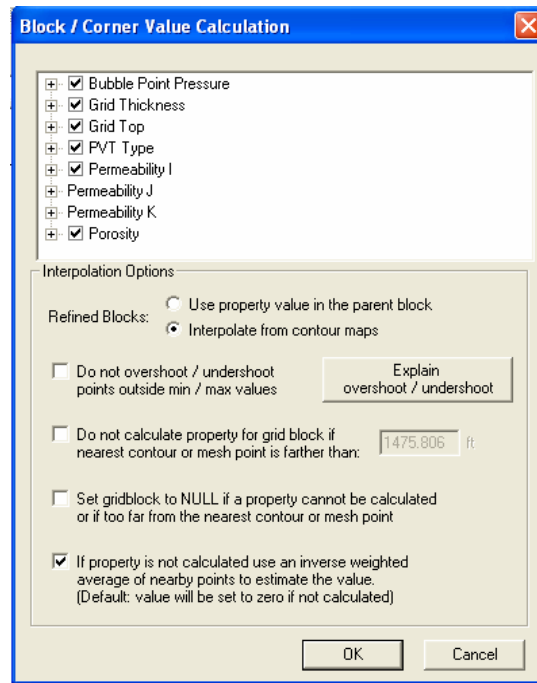
Figura 11. Propiedades Generales del Yacimiento.

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I
UNITS:	ft	ft		
SPECIFIED:	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	
Whole Grid		100	0.2	100
Layer 1	5000			
Layer 2				
Layer 3				
Layer 4				

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Una vez ingresados los valores de las propiedades del yacimiento, haga clic en **OK**. Seguidamente, aparecerá una ventana (**Figura 12**), en la que se indica una lista de las propiedades que se han definido anteriormente. En ella, el usuario define la forma en que el simulador realiza los cálculos de cada una de ellas, a través de todo el enmallado. Dependiendo de las características que éste presente, se selecciona una de las opciones que aparecen; por ejemplo, si el modelo creado presenta bloques nulos, se escoge la opción **Set gridblock to NULL if a property....** Por defecto se selecciona la última opción.

Figura 12. Ventana para calcular la distribución de propiedades en el modelo.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3.2.3 Sectors (Sectores). Esta opción se utiliza con el fin de definir una región en especial y que se desea analizar una vez finalice la simulación. Para activar esta opción, haga clic en **Sectors** y aparecerá la ventana que se presenta en la **Figura 13**. En ella, el usuario establece la zona del yacimiento que desea analizar y las capas en las cuales se encuentra. Una vez seleccione dicha zona, haga clic en **Add selected blocks to sector** y luego en **Apply**.

Una vez defina todos los sectores, haga clic en **OK**.

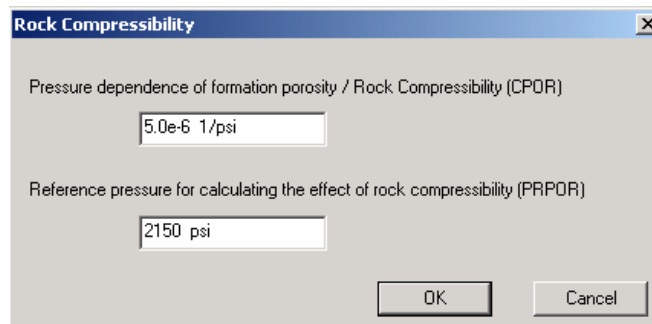
Figura 13. Definición de Sectores.

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3.2.4 Aquifers (Acuíferos). Como su nombre lo indica, esta opción se utiliza para definir acuíferos que generen un empuje sobre los hidrocarburos que contenga el yacimiento, o como mecanismo de mantenimiento de presión.

A.3.2.5 Rock Compressibility (Compresibilidad de la Roca). Esta sección, permite establecer los valores de la compresibilidad de la roca y la presión de referencia para calcular los efectos de esta sobre la roca, tal como lo muestra la **Figura 14**.

Figura 14. Compresibilidad de la Roca.



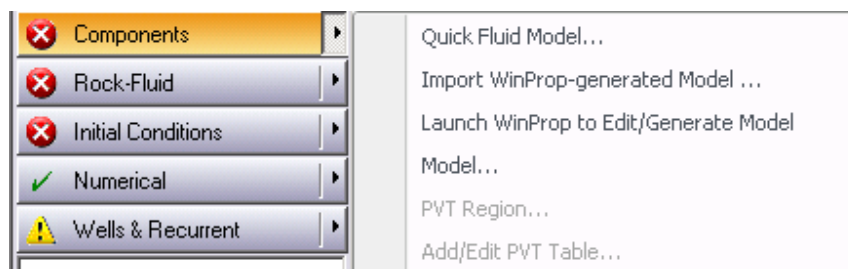
Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Una vez realizado este proceso, aparecerá el icono , indicando que esta sección se ha completado correctamente.

A.3.3 COMPONENTS (PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES)

Seleccionando la opción **Components**, se despliega el menú que se presenta en la **Figura 15**. Haciendo clic en **Model**, aparece una ventana que permite crear el modelo de fluido. Seleccione la opción **Launch Dialog to Create a Quick BLACKOIL Model Using Correlations** y haga clic en **OK**. A continuación, se despliega una ventana (**Figura 16**), en la cual se ingresan los datos necesarios para generar la tabla PVT. Haga clic en **Apply** y luego en **OK**.

Figura 15. Menú Sección Componentes.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 16. Ventana para crear el modelo de fluido.

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			160 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		58.249 lb/ft3
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)		.8
5	Water density (DENSITY WA...)			61.0089 lb/ft3
6	Under-saturated oil compressibilt...			6.932e-6 1/psi
7	Oil phase viscosity pressure dep...		0 cp/psi	8.94e-4 cp/psi
8	Water properties			
9	Water formation volume factor...			1.02996
10	Water compressibility (Cw)			3.23212e-006 1/psi
11	Ref. pressure for water (REFP...			14.696 psi
12	Water viscosity (VwI)		1 cp	0.368689 cp
13	Pressure dependence of wate...		0 cp/psi	0.0 cp/psi

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Una vez ingresados los valores correspondientes, **IMEX**, crea una tabla PVT similar a la que se presenta en la siguiente figura.

Figura 17. Tabla PVT.

Imex PVT Regions

PVT Region: 1

PVT Table: General Undersaturated Data

PVT Table Type: Oil and gas (PVT) Table Uses: Gas expansion factor (EG)

☐ Include Oil Compressibility in PVT Table

☐ Include Gas-oil Interfacial Tension in PVT Table

Tools

Differential liberation table parameters:

Bubble point pressure

Oil formation vol. factor

Solution gas-oil ratio

#	p	Rs	Bo	Eg	viso	visg	Commen
	psi	ft3/bbl		ft3/bbl	cp	cp	
8	363.325	42.7439	1.0619	123.035	12.9081	0.0122678	
9	413.13	49.4244	1.06457	140.912	12.218	0.0123591	
10	462.934	56.2624	1.06731	159.04	11.5786	0.0124556	
11	512.738	63.245	1.07013	177.422	10.9865	0.0125574	
12	562.542	70.3613	1.07302	196.058	10.4381	0.0126646	
13	612.347	77.6023	1.07597	214.95	9.92994	0.012777	
14	662.151	84.9601	1.07899	234.096	9.45867	0.0128948	
15	711.955	92.428	1.08207	253.496	9.0212	0.0130181	
16	761.759	100	1.0852	273.147	8.61467	0.0131469	
17	1309.41	188.934	1.12307	504.093	5.57671	0.0149469	

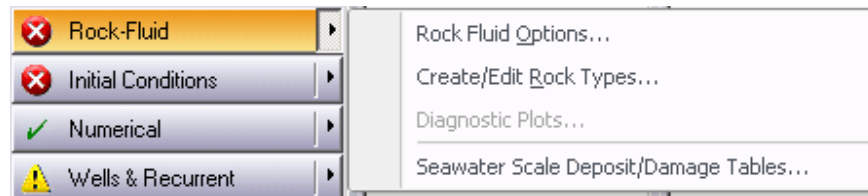
OK Cancel Apply Help

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Una vez realizado este proceso, aparecerá el icono , indicando que esta sección se ha completado en forma correcta.

A.3.4 ROCK-FLUID (Datos del Sistema Roca-Fluido). En esta sección se definen las propiedades de interacción del sistema roca-fluido, y se generan las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares. Para ello, haga clic en **Rock-Fluid**, e inmediatamente aparecerá la ventana (Figura 18) del menú principal.

Figura 18. Menú de la Sección Rock-Fluid.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Haga clic en **Create/Edit Rock Types** y en la opción **Rock Type**, seleccione **New Rock Type**, con el fin de crear el tipo de roca y de esta manera, activar las diferentes pestañas.

En la pestaña **Rocktype Properties**, se puede definir el tipo de mojabilidad que presenta la roca y el método empleado para evaluar las permeabilidades relativas.

En la opción **Relative Permeability Tables**, ingrese los valores correspondientes a la tabla de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite y para el sistema gas-líquido, tal como se observa en la siguiente figura.

Figura 19. Tabla de Permeabilidades Relativas.

Rock Type: 1

Rocktype Properties | **Relative Permeability Tables** | Hysteresis Modelling

Liquid-Gas Kr Table dependency: ☒ Liquid Saturation ☐ Gas Saturation

Relative Permeability Table: Water-Oil Table

Tools

☐ Include capillary pressure (drainage curve if using hysteresis)

☐ Include capillary pressure hysteresis (imbibition curve)

☐ Include water gas relative permeability in table

☐ Include irreducible oil saturation due to water blocking in table

Smoothing method for table end-points: Power law or quadratic smoothing

☐ Specified threshold value for end-point determination: 5e-007

☒ Use new option for rel. perm. table end point scaling (8 end points vs. 4)

☐ Measured liquid saturation does not include connate water saturation

	Sw	krow	krg	Comment
3	0.34625	0.00484375	0.55125	
4	0.369375	0.0108984	0.475312	
5	0.3925	0.019375	0.405	
6	0.415625	0.0302734	0.340312	
7	0.43875	0.0435938	0.28125	
8	0.461875	0.0593359	0.227813	
9	0.485	0.0775	0.18	
10	0.508125	0.0980859	0.137813	
11	0.53125	0.121094	0.10125	
12	0.554375	0.146523	0.0703125	
13	0.5775	0.174375	0.045	
14	0.600625	0.204648	0.0253125	
15	0.62375	0.237344	0.01125	
16	0.646875	0.272461	0.0028125	

OK Cancel Apply Help

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Una vez realizado este proceso, aparecerá el icono , indicando que esta sección se ha completado correctamente.

A.3.5 INITIAL CONDITIONS (Condiciones Iniciales). En esta sección se genera una región de inicialización, mediante la definición de los valores de presión inicial, profundidad de referencia, contactos agua-petróleo y gas-petróleo, a las condiciones iniciales del yacimiento.

Haga clic en **Initial Conditions**, para desplegar la opción **Initialization Settings** (Figura 20). Luego, aparece la ventana que se muestra en la Figura 21, en la cual, se digitan los valores correspondientes a la presión

inicial, profundidad de referencia, profundidad de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo, y de la presión de burbuja.

Figura 20. Menú de la Sección Initial Conditions.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Figura 21. Condiciones Iniciales.

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Una vez realizado este procedimiento, haga clic en **OK**. A continuación, aparecerá el icono , indicando que se ha completado correctamente esta sección.

A.3.6 NUMERICAL (Métodos Numéricos). En esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se producen. Esta sección es opcional, pero puede ser modificada, con el fin de corregir problemas de convergencia que pueden presentarse durante la simulación.

Haciendo clic en **Numerical**, se despliega la ventana presentada en la **Figura 22**, en la cual, se pueden modificar los valores que el simulador usa por defecto, con el fin de solucionar posibles problemas de convergencia.

Figura 22. Sección de Control Numérico.

Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
Timestep Control Keywords			
Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)			
Maximum Time Step Size (DTMAX)	365 day		
Minimum Time Step Size (DTMIN)	0.001 day		
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)	1 day		
Maximum CPU Seconds (MAXCPU)			
Normal Variation per Time Step (NORM)			
Pressure (PRESS)	435.113 psi		
Saturation (SATUR)	0.1		
Bubble Point Pressure (PBUB)	435.113 psi		
Dew Point Pressure (PDW)	1450.38 psi		
Maximum Changes per Time Step (MAXCHANGE)			
Pressure (PRESS)	126.216 psi		
Saturation (SATUR)	0.2		
Bubble Point Pressure (PBUB)	126.216 psi		

Comments for

OK Cancel Apply Help

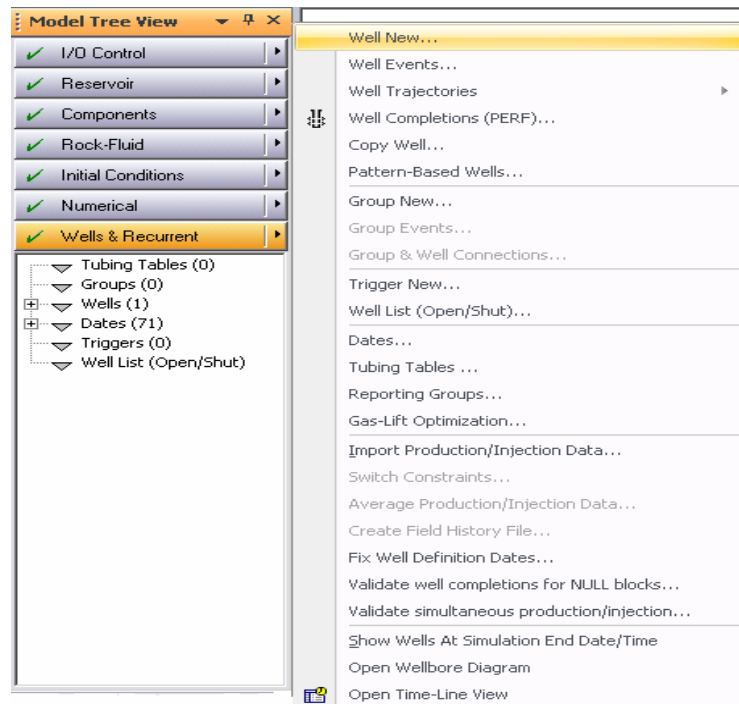
Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Para nuestro caso, esta sección no se modificó, debido a que no se presentaron problemas de convergencia durante la ejecución de la simulación.

A.3.7 WELLS & RECURRENT (Datos de Pozo y Datos Recurrentes).

En esta sección se pueden crear los pozos, editar sus restricciones y definir sus correspondientes perforaciones. Para realizar este procedimiento, haga clic en **Well & Recurrent**, de donde se despliega la ventana que se observa en la siguiente figura.

Figura 23. Menú Sección Well & Recurrent.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.3.7.1 Wells (Pozos). Para crear un pozo, haga clic en **Well New**, del cual, se abrirá la ventana mostrada en la **Figura 24**. En ella, se puede definir el nombre del pozo; el tipo de pozo, si es inyector o productor, y la fecha a la cual es creado.

Figura 24. Ventana para crear los pozos.

Create New Well

ID & Type

Enter a single well name or a comma (,) separated list of names.

Name:

☒ Add multiple wells numbered through The name is used as a base and numbers are appended.

Type:

Group: 3rd or 2nd level group with no other groups attached to it

Well definition date & time

Simulation start date: 1901-01-01

Date (Y-M-D):

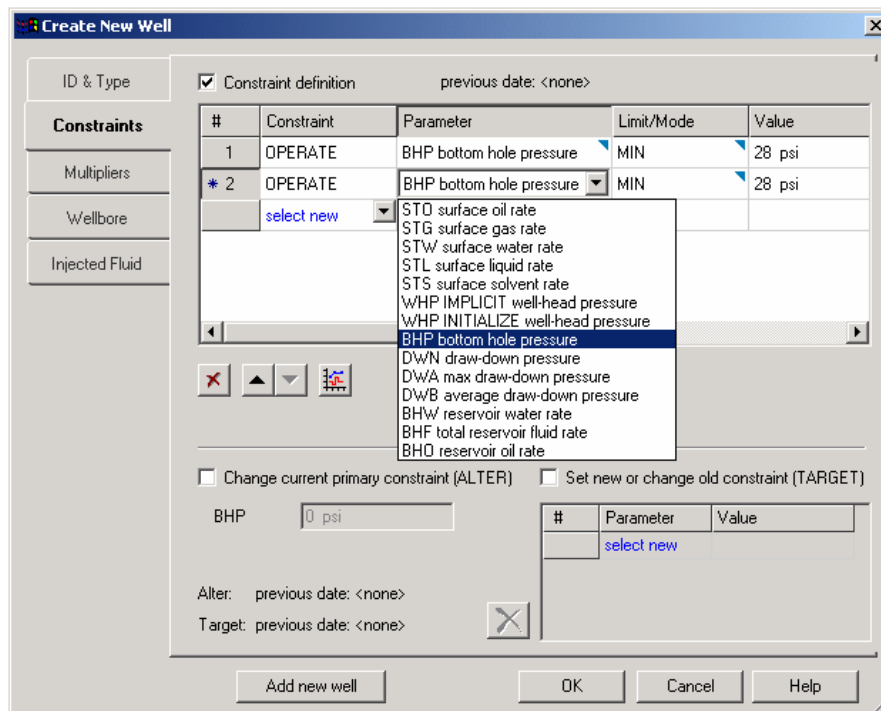
Time (day):

☐ Add wells using a drilling schedule of wells every months.

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Una vez definidos los pozos, se establecen sus condiciones de operación, haciendo clic en la pestaña **Constraints**, tal como indica la **Figura 25**.

Figura 25. Restricciones de los pozos.

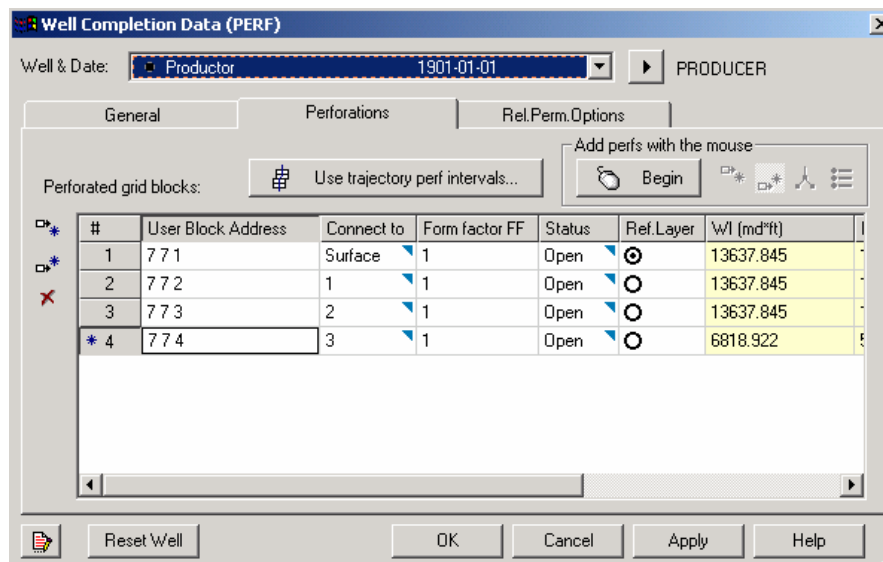


Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

La definición de los pozos inyectoros depende del simulador que se esté utilizando. En el caso de utilizar **IMEX**, haga clic en la pestaña **Injected Fluid**, con el fin de verificar que el fluido que se está inyectando es agua.

Para crear las perforaciones de los pozos, tanto del inyector como del productor, haga clic en **Edit Well Perforations** o en el icono , de donde se despliega la siguiente ventana.

Figura 26. Perforaciones de los Pozos.

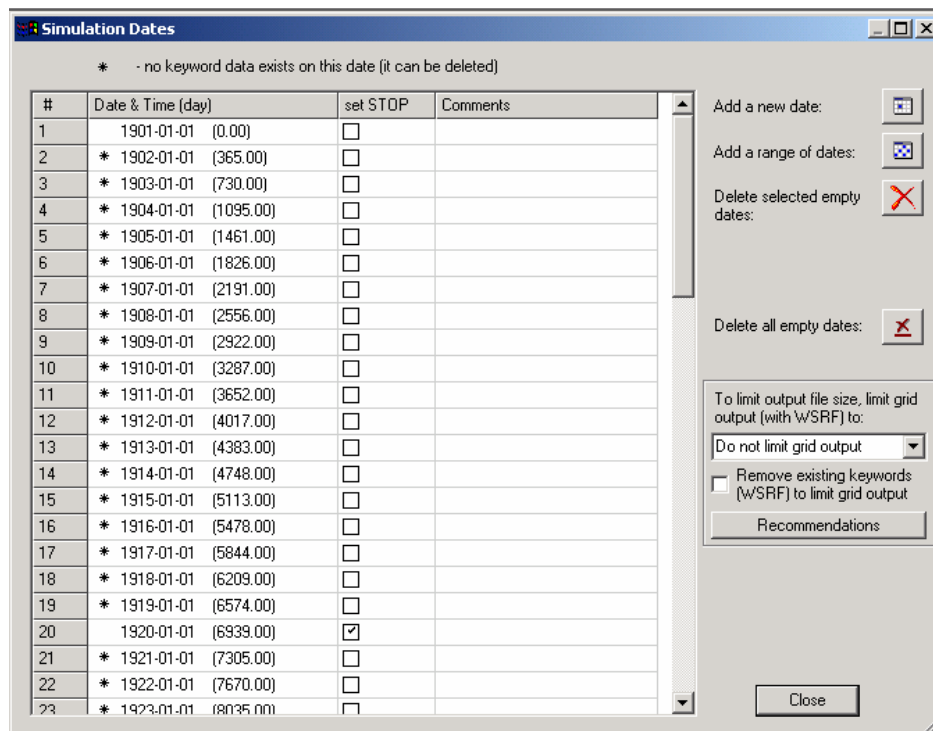


Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

En la opción **Well & Date**, el usuario puede escoger el pozo al que desea definir sus perforaciones, las cuales son creadas en forma manual dentro del enmallado, activando la opción **Begin**. Una vez definidas todas las perforaciones de los pozos, haga clic en **Apply** y luego en **OK**.

A.3.7.2 Dates (Fechas). Esta opción permite crear el cronograma de actividades para el proceso de inyección que se esté implementando. Para ello, haga clic en la opción **Dates**, del cual se despliega la ventana indicada en la **Figura 27**. En esta ventana, se pueden seleccionar las fechas a las que se desean observar los resultados obtenidos en la simulación y el tiempo en el que termina la ejecución de la corrida.

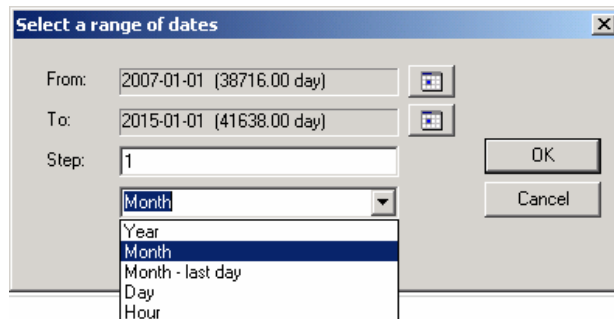
Figura 27. Ventana de Fechas de Simulación.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Haga clic sobre el icono , si desea agregar una nueva fecha, o en , para agregar una serie de fechas. Se desplegará una ventana (**Figura 28**), en la cual, se ingresa la fecha de inicio y la fecha de finalización de la simulación. Además, se especifica si el intervalo deseado es anual, mensual o diario.

Figura 28. Creación de una serie de fechas.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

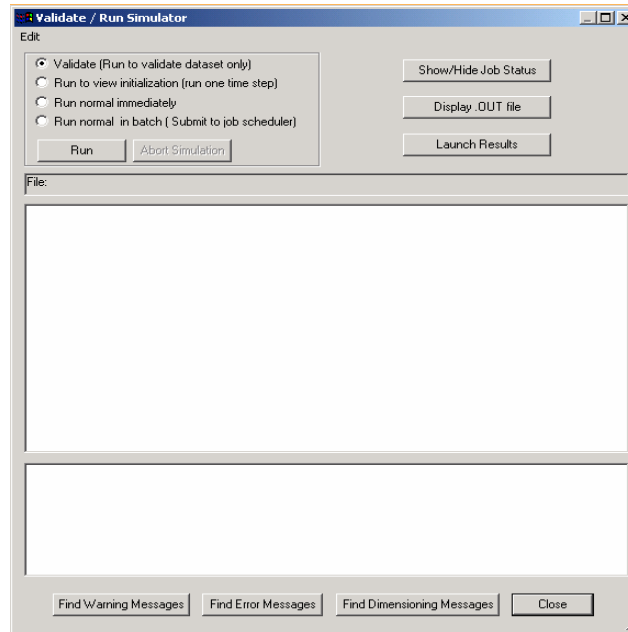
Para indicar la fecha de finalización de la simulación, seleccione la fecha a la cual desea que termine la ejecución de la corrida. Terminado este procedimiento, haga clic en **OK**. Aparecerá el icono , indicando que se ha completado correctamente esta sección.

Es importante que durante el ingreso de los datos al simulador, el usuario guarde el archivo en el que está creando el modelo de simulación, con el fin de evitar posibles pérdidas de la información.

A.4 ETAPAS DE LA SIMULACIÓN

Antes de realizar la ejecución de la corrida de simulación, es importante validar, inicializar y luego llevar a cabo la simulación como tal. Para ello, haga clic en **Tools/Validate With simulator**, en donde aparecerá una ventana (**Figura 29**), en la que se pueden observar las opciones **Validate**, **Run to View Initialization** y **Run Normal Immediately**.

Figura 29. Ventana para validar, inicializar o realizar la corrida del modelo.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

A.4.1 VALIDATE (Validar). La validación de los datos de entrada, se hace con el fin de prevenir posibles errores que se puedan presentar durante la ejecución de la corrida de simulación. Seleccione **Validate** y haga clic en **Run Simulator (Figura 29)**. Con esto, se iniciará la lectura del archivo de simulación y validará cada sección. Los mensajes se imprimirán en un cuadro de texto, donde aparecerán los errores y mensajes de alerta. Una vez terminada la validación, cierre la ventana y revise las secciones que presentaron errores, tratando de solucionarlos. En caso de encontrar errores graves en los datos, consulte al equipo de soporte técnico de CMG. Guarde los cambios en el icono  o en **File/Save dataset**.

A.4.2 RUN TO VIEW INITIALIZATION (Realizar la corrida de inicialización). Mediante esta opción, se realiza una corrida de inicialización, con el fin de calcular el **OOIP**. Para ello, seleccione **Run to View Initialization** y haga clic en el botón **Run Simulator (Figura 29)**.

A.4.3 RUN NORMAL IMMEDIATELY (Realizar la corrida del archivo).

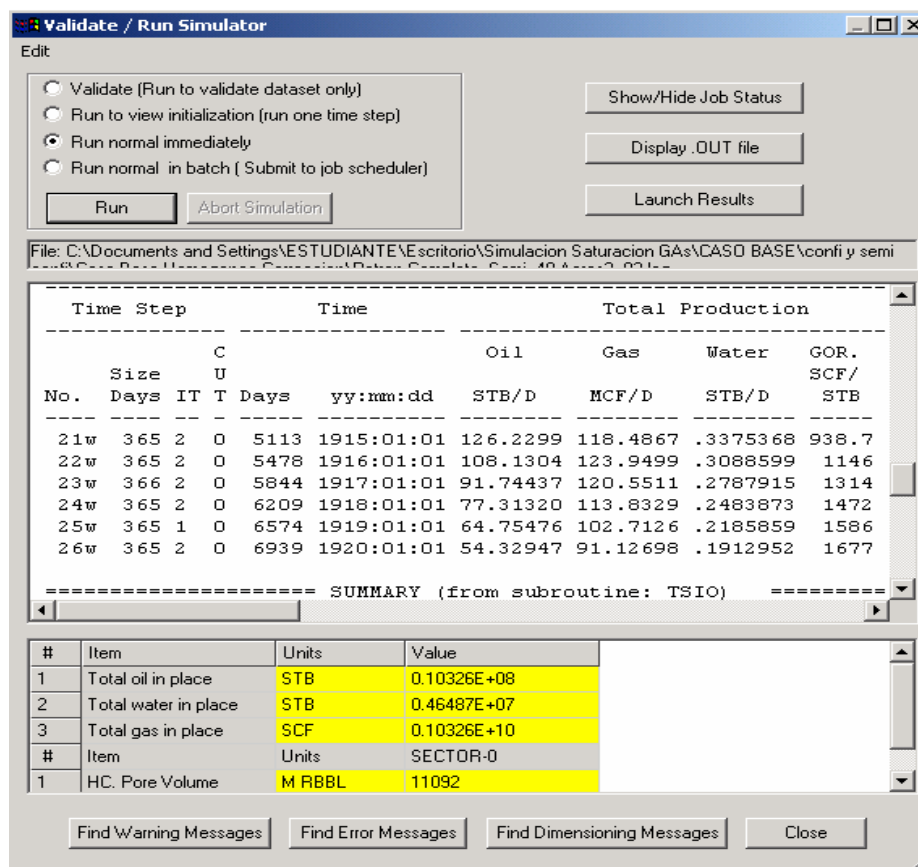
Al ejecutar esta opción, se inicia la corrida del archivo creado. Para ello, seleccione **Run Normal Immediately** y haga clic en el botón **Run Simulator** (Figura 29).

El software imprime en esta misma ventana (Figura 30), los resultados de la simulación, indicando las tasas de producción, de inyección y otros parámetros, para cada intervalo de tiempo.

Terminada la simulación, el software reporta los totales de la producción e inyección de cada uno de los fluidos, los fluidos in-situ, los ciclos de iteración requeridos para solucionar el problema, el número de errores presentados durante los cálculos realizados y el tiempo que duró la simulación.

Además, el software genera unos archivos de salida, **output file (*.out)**, **index-results file (*.irf)** y **main-results file (*.mrf)**. Haga clic en la opción **Display .OUT file** para ver el contenido del archivo ***.out**, después haga clic en la opción **Launch Results**, para lanzar el **Results 3D** y el **Results Graph**, y de esta manera, iniciar el análisis de los resultados de la simulación.

Figura 30. Resultados del proceso de simulación.



Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Existe otra forma, en la cual se puede llevar a cabo la corrida. Para ello, diríjase a **File/Save as**, guarde el archivo y mediante el botón , escoja el lugar en donde será almacenado. A continuación, cierre el **Builder** y vaya a la plataforma **Technologies Launcher**. Busque el archivo creado (*.dat) y arrástrelo hasta el icono del correspondiente simulador, **IMEX**, en donde aparece una ventana (**Figura 31**), desde la cual, seleccionando la opción **Run Immediately**, se realiza la corrida.

Los resultados obtenidos y los archivos generados, son iguales, independientemente de la forma en que se realiza la corrida del archivo.

Figura 31. Programación de la simulación.

The screenshot shows the 'Schedule a simulation job' window. Key fields include:

- Application:** mx200710.exe
- Number of processors to use:** 1
- File Names:**
 - Input File: Patron Completo_Semi_40
 - Output file: Patron Completo_Semi_40 Acres2_03.out
 - Restart IRF file:
 - Log file: Patron Completo_Semi_40 Acres2_03.log
- Submit Job Options:**
 - ☒ Submit to local computer job queue
 - ☐ Submit to Platform LSF job queue
 - ☐ Submit to Microsoft Compute Cluster
- Scheduling Options:**
 - ☐ Run after job is finished
 - Job Start day: Monday
 - Job Start time: 3:44 PM
- Execution Priority:**
 - ☒ Low
 - ☐ Normal
 - ☐ High
- CMG Simulator Run Options:**
 - ☐ Run simulator in check-only mode
 - ☐ Print detailed model dimensioning information at run-time
 - ☐ Run simulator for one time-step only

Fuente: Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Este procedimiento puede llevarse a cabo, utilizando los archivos que el simulador generó una vez finalizada la corrida. El archivo de extensión **.out**, se arrastra hasta el icono del Block de Notas, con el fin de observar la siguiente información:

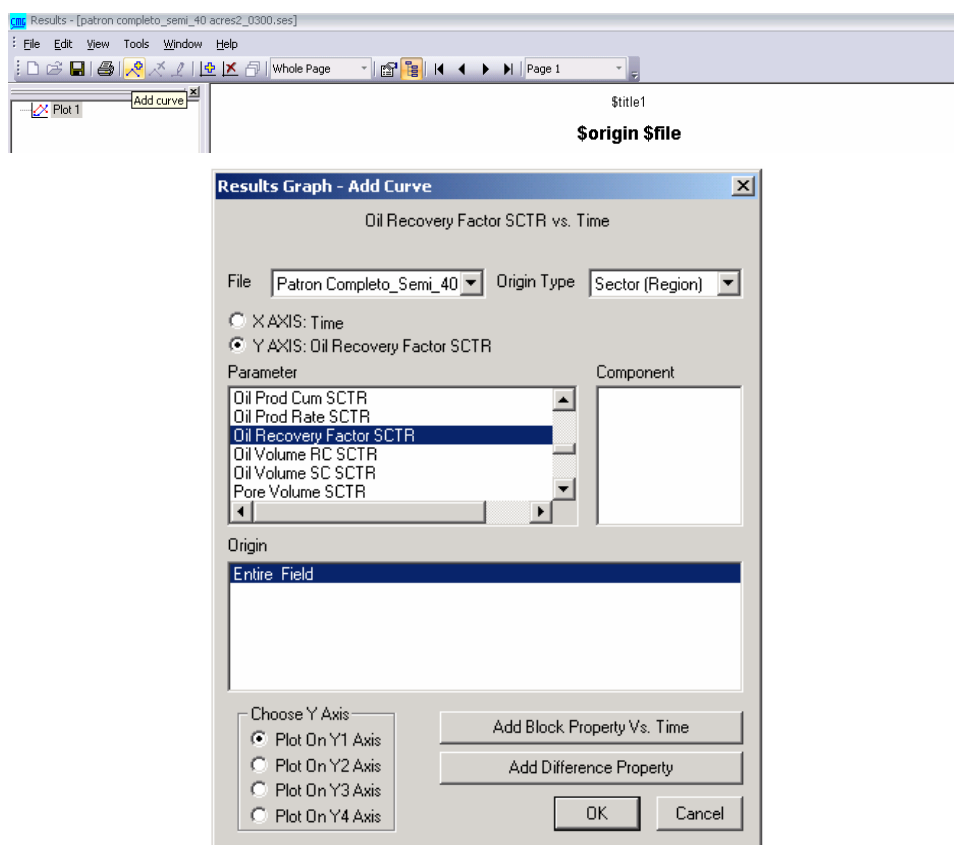
- ☐ Datos ingresados por el usuario al simulador.
- ☐ Datos arrojados por el simulador.
- ☐ Procesos realizados durante la simulación.
- ☐ Duración del tiempo de ejecución de la corrida.

El archivo de extensión **.irf**, se utiliza para ver los resultados en forma gráfica.

A.5.1 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (2D). Para generar los resultados obtenidos en gráficas 2D, seleccione el archivo **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher** y arrástrelo

hasta el icono de **Results Graph**,  del cual, se despliega una ventana similar a la de la **Figura 32**.

Figura 32. Ventana principal del Results Graph.

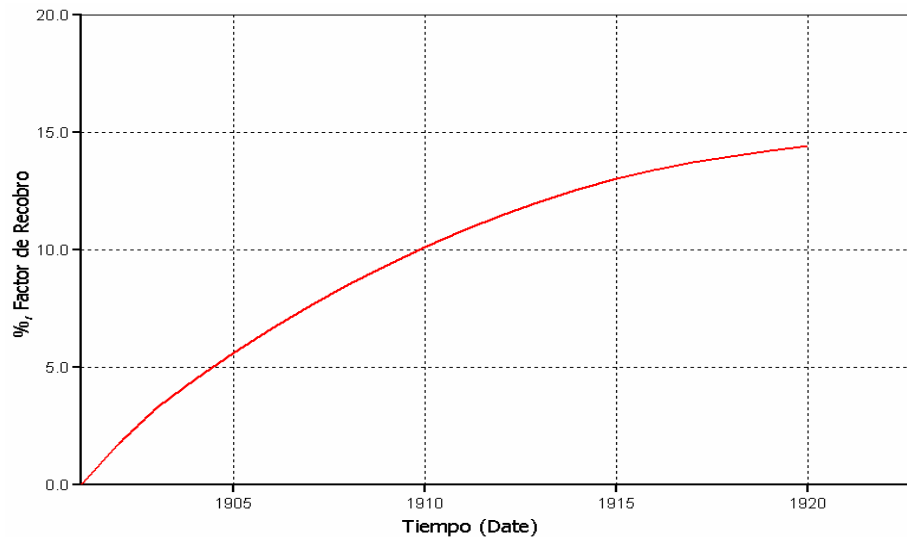


Fuente: Results Graph. Versión 2007.10, Computer Modelling Group.

Para crear una gráfica, seleccione el icono . Mediante la opción **Origin Type**, puede escoger si la gráfica va a ser para el campo, los pozos, un sector, etc. En la opción **Parameter**, se elige el parámetro que se va a graficar (tasas de producción, corte de agua, factor de recobro, entre otros).

Una vez, realizado este procedimiento, haga clic en **OK** y obtendrá la curva deseada.

Figura 32. Adición de curvas para resultados gráficos 2D.



Fuente: Results Graph. Versión 2007.10, Computer Modelling Group.

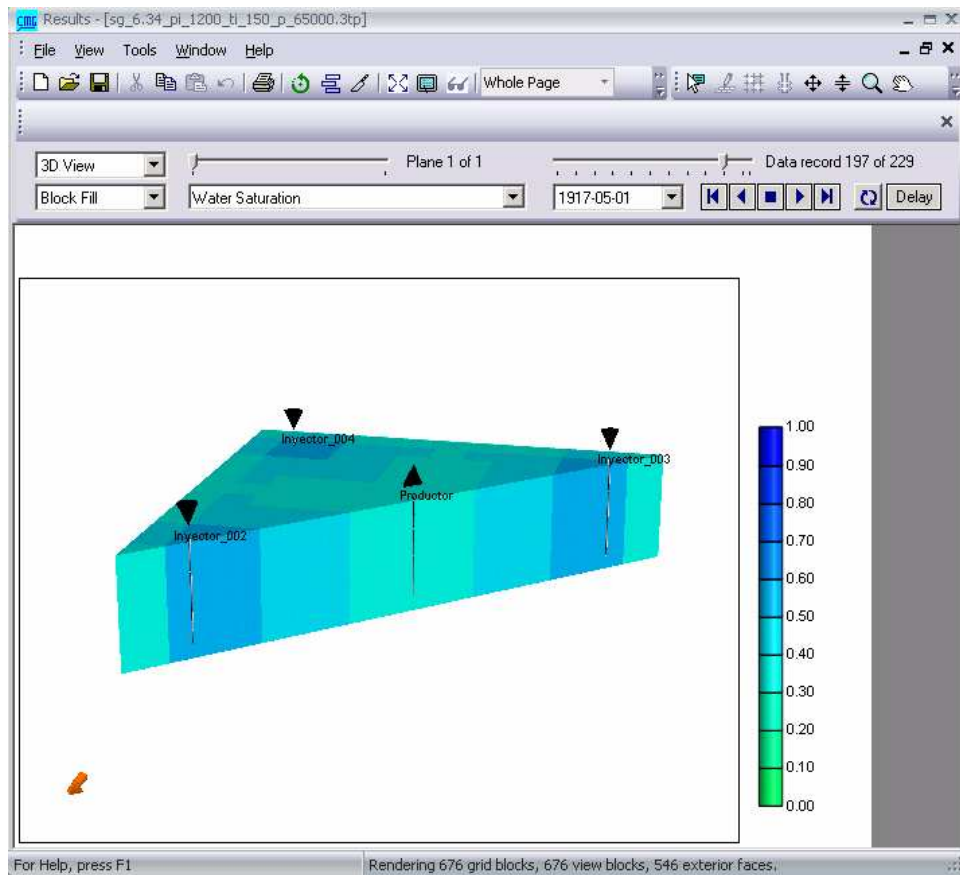
A.5.2 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (3D). El **Results 3D** presenta los resultados obtenidos mediante una vista bidimensional o tridimensional, con el fin de observar y analizar el comportamiento de las diferentes propiedades de los fluidos del yacimiento, en el transcurso del tiempo de simulación.

Para generar una gráfica en **Results 3D**, seleccione el archivo **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher** y arrástrelo hasta el icono de



Results 3D
2007.10

Results 3D, del cual, se abre una ventana (**Figura 33**), en la que se selecciona la propiedad que se desea analizar.



Fuente: Results 3D. Versión 2007.10, Computer Modelling Group.