

**ANÁLISIS DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN
ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG) MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA.**

**DIANA MARCELA MONROY ZAPATA
JORGE LUIS CORONADO NAVARRO**

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

2008

**ANÁLISIS DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN
ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG) MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA.**

**DIANA MARCELA MONROY ZAPATA
JORGE LUIS CORONADO NAVARRO**

**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
Ing. ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ
CO – DIRECTORES**

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

2008

DEDICATORIA

A Dios por guiarme día a día y darme la fortaleza suficiente para cumplir todas mis metas.

A mi madre por su amor, por su apoyo constante, por su incondicionalidad y por irradiar en mí esa fortaleza que solo tienen los grandes luchadores de la vida.

A mi padre por confiar en mí, por darme aliento cuando lo he necesitado, por regalarme siempre una sonrisa, por sentirse orgulloso de mí siempre.

A mi hermana por su cariño, por su apoyo y su complicidad, por su diplomacia y porque sé que cuento con ella incondicionalmente.

A Jaime por ser mi mano derecha, por acompañarme, entenderme, cuidarme y aconsejarme cuando más lo necesito.

A todos mis amigos, los buenos y los mejores.

Diana Marcela Monroy Zapata.

DEDICATORIA

A Dios por permitir realizar mis sueños.

A mis padres a quienes agradezco de todo corazón por su amor, cariño y comprensión.

A mis hermanas por su incondicional apoyo y compañía.

A Dianis, gracias por ser mi amiga, siempre te voy a recordar.

Y a todos aquellos que contribuyeron con el desarrollo de este trabajo de investigación.

Jorge Luis Coronado Navarro.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro por haber sido nuestro apoyo y nuestro guía durante todo el proyecto, por sus consejos de padre y su complicidad de amigo. Por haber sido nuestro maestro y enseñarnos cosas muy valiosas de la academia y de la vida.

Al Ingeniero Robinson Jiménez por haber cumplido un papel fundamental en la elaboración de este trabajo. Por la confianza que depositó en nosotros y por los valiosos consejos que nos proporcionó.

A los Ingenieros del Grupo de Recobro Mejorado y del Instituto Colombiano del Petróleo que colaboraron en la realización de este proyecto.

A Juanita por su apoyo incondicional en los momentos más difíciles, por su colaboración y por su valiosa amistad.

A nuestros compañeros del Grupo de Recobro Mejorado, que compartieron con nosotros durante todo este tiempo. Que nos permitieron aprender de ellos, y que aprendieron junto a nosotros.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN WAG.....	3
1.1. HISTORIA DE LA INYECCIÓN WAG.	3
1.2. PRINCIPALES PROBLEMAS ASOCIADOS A LA INYECCIÓN DE FLUIDOS INMISCIBLES.....	8
1.2.1. <i>Heterogeneidad del yacimiento.</i>	9
1.2.2. <i>Relación de movilidades desfavorable.</i>	10
1.2.3. <i>Segregación gravitacional.</i>	11
1.3. EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO.....	12
1.3.1. <i>Eficiencia de desplazamiento vertical.</i>	13
1.3.2. <i>Eficiencia de desplazamiento horizontal.</i>	16
1.3.3. <i>Eficiencia de desplazamiento microscópico.</i>	18
1.4. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.....	20
1.4.1 <i>Diagramas ternarios.</i>	21
1.4.2. <i>Desplazamiento Miscible al Primer contacto.</i>	24
1.4.3. <i>Desplazamiento con Miscibilidad dinámica.</i>	26
1.5. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG.	31
1.5.1. <i>Características del yacimiento.</i>	31
1.5.2. <i>Propiedades de los fluidos.</i>	35
1.5.3. <i>Parámetros operacionales.</i>	38
1.6. SCREENING DE PROCESOS WAG.....	44

2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG).	49
2.1. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.....	50
2.1.1. Selección del software de simulación.....	50
2.1.2. Selección de los datos del modelo	51
2.1.3. Construcción de modelos de simulación	51
2.1.4. Análisis de sensibilidad de parámetros	53
2.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HOMOGÉNEO.	53
2.2.1. Análisis al grid de simulación en los ejes X y Y:.....	54
2.2.2. Análisis de confinamiento y no confinamiento:.....	68
2.2.3. Construcción del modelo de producción primaria.	73
2.2.4. Construcción del modelo de inyección de agua.	78
2.2.5. Planteamiento del caso base de inyección WAG.....	83
2.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS.	89
2.3.1. Análisis de sensibilidad de parámetros operacionales.	90
2.3.2. Análisis de sensibilidad de parámetros de yacimiento.	106
2.3.3. Análisis de sensibilidad a las propiedades de los fluidos.	113
2.4. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO.....	115
2.4.1. Análisis a la distribución de permeabilidades.....	116
2.4.2. Análisis de modelos con intercalaciones de arcillas.....	125
2.4.3. Análisis a la relación K_v/K_h	129
3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PROCESO DE INYECCIÓN WAG EN UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	132
3.1. UBICACIÓN DEL CAMPO LLANITO.....	133

3.2.	HISTORIA DEL CAMPO LLANITO.....	134
3.3.	MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO LLANITO.....	135
3.4.	MODELO ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO LLANITO.....	137
3.5.	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO LLANITO Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	138
3.6.	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	139
3.7.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.	140
	CONCLUSIONES	155
	RECOMENDACIONES	157
	BIBLIOGRAFÍA.....	159
	ANEXO A.....	162

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Países y número de campos en los cuales el proceso WAG ha sido desarrollado.	4
Figura 2. Tipo de locación donde se ha implementado la inyección WAG.	5
Figura 3. Mecanismo de desplazamiento en procesos WAG.	6
Figura 4. Tipo de gas inyectado en procesos WAG.	8
Figura 5. Digitación viscosa.	11
Figura 6. Distribución del frente de desplazamiento.	12
Figura 7. Distribución de los fluidos verticalmente.	14
Figura 8. Distribución de los fluidos horizontalmente.	17
Figura 9. Distribución de los fluidos a nivel poroso.	19
Figura 10. Ubicación de una mezcla en el diagrama Ternario.	23
Figura 11. Representación de las diferentes zonas de estado de fases en el diagrama ternario.	23
Figura 12. Diagrama ternario del mecanismo de miscibilidad al primer contacto.	26
Figura 13. Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas Enriquecido a través de diagramas ternarios.	28
Figura 14. Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta Presión a través de diagramas ternarios.	31
Figura 15. Estratificación en el yacimiento.	33
Figura 16. Anisotropía en el yacimiento.	33
Figura 17. Espesor desfavorable para la inyección WAG.	34
Figura 18. Espesor favorable para la aplicación de la inyección WAG.	34

Figura 19. Permeabilidad relativa en tres fases.....	37
Figura 20. Saturación de fluidos en el yacimiento.....	38
Figura 21. Patrón de cinco puntos normal.	54
Figura 22. Grid 13*3*10 sin refinamiento.	55
Figura 23. Grid 13*3*10 completamente refinado.....	56
Figura 24. Grid 13*13*10 parcialmente refinado.....	57
Figura 25. Grid 27*27*10.	58
Figura 26. Análisis al grid de simulación en etapa de producción primaria... 60	
Figura 27. Análisis al grid de simulación durante la inyección de agua.	60
Figura 28. Análisis a los tiempos de simulación de los enmallados propuestos.	61
Figura 29. Variaciones al grid de simulación en el eje Z.....	62
Figura 30. Análisis de la variación del grid de simulación en el eje Z sobre la gráfica de factor de recobro.	63
Figura 31. Modelo final de simulación.....	65
Figura 32. Curva de permeabilidades relativas agua-aceite para el modelo de simulación homogéneo.	67
Figura 33. Curva de permeabilidades relativas Gas-Líquido para el modelo de simulación homogéneo.	68
Figura 34. Modelo confinado y no confinado.	69
Figura 35. Respuesta del factor de recobro bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.....	70
Figura 36. Respuesta de la presión promedio del yacimiento bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.....	72
Figura 37. Comparación del factor de recobro en producción primaria a diferentes tasas de producción.	74

Figura 38. Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes tasas de producción...	75
Figura 39. Comparación del comportamiento del factor de recobro durante producción primaria a diferentes presiones de fondo.	76
Figura 40. Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes presiones de fondo. ...	77
Figura 41. Respuesta del factor de recobro durante producción secundaria variando el año de inicio de la inyección.....	80
Figura 42. Comparación del factor de recobro en producción secundaria variando la tasa de inyección.....	81
Figura 43. Comportamiento del corte de agua en producción secundaria variando la tasa de inyección.....	82
Figura 44. Respuesta del factor de recobro del caso base de simulación a la inyección WAG.	85
Figura 45. Comportamiento del corte de agua durante la inyección WAG. ...	87
Figura 46. Comportamiento de la saturación de agua, gas y aceite durante un proceso de inyección WAG.....	88
Figura 47. Sensibilidad de parámetros.	90
Figura 48. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG variando la relación agua/gas inyectada.....	93
Figura 49. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado.....	94
Figura 50. Corte de agua contra tiempo para un proceso de inyección WAG en el que varia la relación agua: gas inyectada.	96
Figura 51. Comportamiento del factor de recobro durante la inyección WAG a diferentes tamaños de bache.....	98
Figura 52. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado variando el tamaño de bache inyectado.....	99

Figura 53. Respuesta del corte de agua durante la inyección WAG, variando los tamaños de bache inyectados.....	100
Figura 54. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG variando la duración del ciclo.....	102
Figura 55. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado variando la duración del ciclo WAG.	103
Figura 56. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG, variando el espesor neto productor.....	108
Figura 57. Respuesta de la presión promedio de yacimiento durante un proceso de inyección WAG, para diferentes espesores netos productores.	109
Figura 58. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG, variando el área del patrón de inyección.	111
Figura 59. Respuesta de la presión promedio de yacimiento durante un proceso de inyección WAG, variando el área del patrón de inyección.	112
Figura 60. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG, variando la densidad API del crudo.	114
Figura 61. Análisis al modelo heterogéneo.....	115
Figura 62. Distribuciones de permeabilidad.....	116
Figura 63. Comportamiento del factor de recobro del modelo heterogéneo variando la distribución de permeabilidades.	120
Figura 64. Comportamiento de la presión promedio del modelo heterogéneo variando la distribución de permeabilidades.	122
Figura 65. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado variando la distribución de permeabilidades.....	123
Figura 66. Perfiles de saturación de gas variando la distribución de permeabilidades.....	124
Figura 67. Modelos de intercalación de arcillas.	125

Figura 68. Respuesta del factor de recobro de un modelo intercalado arenas-arcillas, variando el espesor de arena productora.	127
Figura 69. Perfiles de saturación de gas durante un proceso de inyección WAG, variando el espesor de las capas productoras.	127
Figura 70. Variación de la permeabilidad vertical de acuerdo a la relación K_v/K_h	129
Figura 71. Respuesta del factor de recobro para los modelos de análisis de la variación de la relación K_v/K_h	130
Figura 72. Ubicación del campo llanito.	133
Figura 73. Esquema general del campo llanito.	136
Figura 74. Columna estratigráfica generalizada del Valle medio del Magdalena.	138
Figura 75. Mapa de pozos del campo llanito.	141
Figura 76. Esquema del sector seleccionado para el modelamiento de la inyección WAG.	142
Figura 77. Área seleccionada para la inyección de agua.	144
Figura 78. Grid de simulación en dos dimensiones del sector bajo estudio.	146
Figura 79. Modelo de simulación en tres dimensiones del sector bajo estudio.	146
Figura 80. Curva de permeabilidades relativas de la formación mugrosa B.	147
Figura 81. Comportamiento del factor de recobro en producción primaria para el campo llanito.	149
Figura 82. Ubicación de los pozos en el patrón de inyección.	150
Figura 83. Comportamiento del factor de recobro en producción secundaria para el campo llanito según pronóstico de simulación numérica.	151
Figura 84. Comportamiento del corte de agua durante la inyección de agua.	152

Figura 85. Comportamiento del factor de recobro pronosticado para la
inyección WAG en el campo llanito..... 154

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening de propiedades del fluido.....	45
Tabla 2. Screening de propiedades del yacimiento y de la roca.....	46
Tabla 3. Screening de los parámetros operacionales WAG.	47
Tabla 4. Longitud de celda para el grid 13*13*10 sin refinamiento.....	55
Tabla 5. Longitud de celda para el grid 27*27*10.	58
Tabla 6. Propiedades del emallado de simulación.....	66
Tabla 7. Propiedades del fluido.....	66
Tabla 8. Propiedades de la roca.	67
Tabla 9. Variación de la porosidad del anillo de no confinamiento y su correspondiente volumen poroso y cantidad de aceite in situ.....	71
Tabla 10. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción primaria.	78
Tabla 11. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción secundaria.....	83
Tabla 12. Criterios de selección del caso base de inyección WAG.	84
Tabla 13. Condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG.....	86
Tabla 14. Variación de la saturación promedio de agua, gas y aceite del modelo a medida que aumentan los ciclos WAG.....	89
Tabla 15. Variación de la relación WAG.	92
Tabla 16. Variación al tamaño de bache.....	97
Tabla 17. Variaciones a la duración del ciclo WAG.	101
Tabla 18. Resultados análisis de sensibilidad a la relación WAG.....	105

Tabla 19. Resultados análisis de sensibilidad al tamaño de bache.	105
Tabla 20. Resultados análisis de sensibilidad a la duración del ciclo.	105
Tabla 21. Resultados análisis de sensibilidad al volumen total de gas inyectado.	106
Tabla 22. Variaciones al espesor neto productor.....	107
Tabla 23. Variaciones al área del patrón.	110
Tabla 24. Variaciones a la densidad API del crudo.....	113
Tabla 25. Propiedades de permeabilidad y porosidad de los casos 1 y 2. .	117
Tabla 26. Propiedades de permeabilidad y porosidad del caso 3.....	119
Tabla 27. Características de los modelos con intercalaciones de arcillas. .	126
Tabla 28. Propiedades modelo de análisis de la relación Kv/Kh.	129
Tabla 29. Resultados análisis a la distribución de permeabilidades.	131
Tabla 30. Resultados análisis al espesor de las arenas productoras.	131
Tabla 31. Resultados análisis a la relación Kv/Kh.	131
Tabla 32. Información actualizada de los pozos del campo llanito a 2008.	135
Tabla 33. Propiedades petrofísicas promedio de las unidades en estudio de la formación mugrosa B.	139
Tabla 34. Producción acumulada de los pozos del sector seleccionado para la inyección de agua y la inyección WAG.	143
Tabla 35. Dimensiones del grid de simulación.....	145
Tabla 36. Propiedades del grid de simulación.	148
Tabla 37. Propiedades del fluido.....	148
Tabla 38. Condiciones operacionales de la inyección WAG.....	153

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG) MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

AUTORES: DIANA MARCELA MONROY ZAPATA
JORGE LUIS CORONADO NAVARRO

PALABRAS CLAVE: Inyección WAG, simulación numérica, recobro de aceite, eficiencia de desplazamiento.

DESCRIPCIÓN:

El recobro de aceite en un yacimiento sometido a un proceso de inyección de agua puede ser optimizado mediante la combinación de la inyección de agua y la inyección de gas inmiscible al sistema. Esta tecnología es denominada inyección alternada de agua y gas (WAG). Algunos parámetros de esta técnica como: tasa de inyección, relación agua-aceite, número de ciclos y tamaño de bache deben ser analizados en detalle.

La implementación de esta técnica de recobro permite mejorar la eficiencia de desplazamiento macroscópica y microscópica en el yacimiento a través de la inyección de baches alternados y sucesivos de agua y gas. Esto permite lograr un mejor barrido de la zona de interés, y con ello un aumento del factor de recobro.

En este trabajo se presentan diferentes modelos de simulación numérica, con el fin de analizar el comportamiento de yacimientos homogéneos y heterogéneos de aceite negro. Adicionalmente, se estudian los parámetros operacionales, las propiedades del yacimiento y del fluido, para establecer los mejores escenarios de aplicación del proceso WAG. Uno de los propósitos de esta investigación es determinar la viabilidad técnica de la implementación de la tecnología WAG inmiscible en la cuenca del Magdalena medio en Colombia, a través de la evaluación de un modelo de simulación conceptual con las propiedades promedio de un campo de esta zona.

* Proyecto de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: NUMERICAL SIMULATION OF WATER ALTERNATING GAS (WAG) INJECTION PROCESS IN STRATIFIED RESERVOIRS.

AUTHORS: DIANA MARCELA MONROY ZAPATA
JORGE LUIS CORONADO NAVARRO

KEY WORDS: WAG Injection process, numerical simulation, oil recovery, sweep efficiency.

DESCRIPTION:

Oil recovery efficiency after waterflooding process can be enhanced by combining water and gas injection through the Water Alternating Gas (WAG) implementation process. Miscible and immiscible gas solvent can be injected into the reservoir depending on economical and technical issues. Main operational parameters of WAG technique, such as injection rate, water-gas ratio, number of cycles and slug size must be considered.

This EOR technique can improve both, water sweep efficiency and gas microscopic oil displacement by injecting water slugs alternated with gas slugs in the same process. In this way, the development of the displacing front would be more uniform and higher recovery factors can be obtained.

This project summarizes the WAG process simulation analysis results from homogeneous and heterogeneous conceptual models. Main approaches of the present work include the design of single black-oil stratified and not stratified models to determine the optimum WAG immiscible injection parameters for field implementation and the analysis of reservoir and fluid properties which are determining factors in WAG strategies design. The main purpose of the research is to determine the technical viability of applying immiscible WAG technology in the Middle Magdalena Valley Basin in Colombia by numerical modeling simulation using the basin average properties.

* Project of degree

** Industrial University of Santander. Empower of Physical Engineering-chemical. School of Engineering of Oils. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

La pérdida de energía en los yacimientos causada por la producción de hidrocarburos ha hecho necesario el desarrollo de diferentes técnicas de recobro capaces de mantener y aumentar la presión del yacimiento, además de permitir un desplazamiento más eficiente de los fluidos en él, logrando con esto aumentar el factor de recobro. Técnicas como la inyección de agua, inyección de vapor, inyección de gases miscibles e inmiscibles, inyección de surfactantes y polímeros entre otras, se han desarrollado para este fin. Estos métodos han mostrando buenos resultados en la práctica, en especial la inyección de agua.

Con el fin de optimizar los procesos de inyección continua de gas e inyección de agua, en los años 50 se desarrolló un método llamado inyección alternada de agua y gas (WAG), el cual consiste en la inyección de baches alternados y sucesivos de agua y gas al yacimiento. Este proceso permite integrar los beneficios de la inyección de agua (alta eficiencia de desplazamiento macroscópico) y de la inyección de gas (alta eficiencia de desplazamiento microscópico) sobre el desplazamiento de aceite, mitigando algunos problemas presentados en la implementación de estas técnicas de recobro secundario, y logrando un mayor recobro de hidrocarburos del yacimiento.

Durante el desarrollo de este trabajo de investigación, se presentarán los principios físicos que fundamentan esta técnica de recobro, los tipos de gases empleados y los problemas que se presentan durante su implementación. Adicionalmente, considerando que la simulación de yacimientos es una herramienta útil para la ingeniería, y en especial cuando

se busca evaluar el comportamiento de un proceso de recobro que ayude a mejorar la producción de un campo, se contempló en este trabajo el desarrollo de diferentes modelos de simulación en el simulador IMEX de CMG para analizar el comportamiento de yacimientos homogéneos y heterogéneos sometidos al proceso de inyección WAG, en dónde se analizan los principales parámetros operacionales como: tasa de inyección, tamaño de bache, frecuencia y duración de ciclos. Con el objetivo de definir los parámetros óptimos bajo los cuales se obtiene el mayor beneficio.

Finalmente se desarrolla un modelo aplicado a un campo en el Magdalena medio en dónde se analiza la viabilidad técnica de la aplicación de este método de recobro mediante el análisis de sensibilidad de los parámetros seleccionados.

1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN WAG.

La inyección alternada de agua y gas, conocida como WAG, por sus siglas en inglés “Water Alternating Gas” consiste en la inyección alternada de baches sucesivos y continuos de agua y gas durante ciclos definidos en la etapa de implementación del proceso. Con la inyección de estos fluidos al yacimiento se aprovechan las ventajas que ofrece el agua con respecto a la eficiencia de barrido volumétrica, y el gas sobre la eficiencia de desplazamiento microscópico de petróleo, haciendo de este proceso de inyección una técnica más eficiente. El proceso WAG se ha implementado en varias zonas del mundo como Mar del Norte, Rusia y Norteamérica, dando como resultados un aumento en el recobro de hidrocarburos.

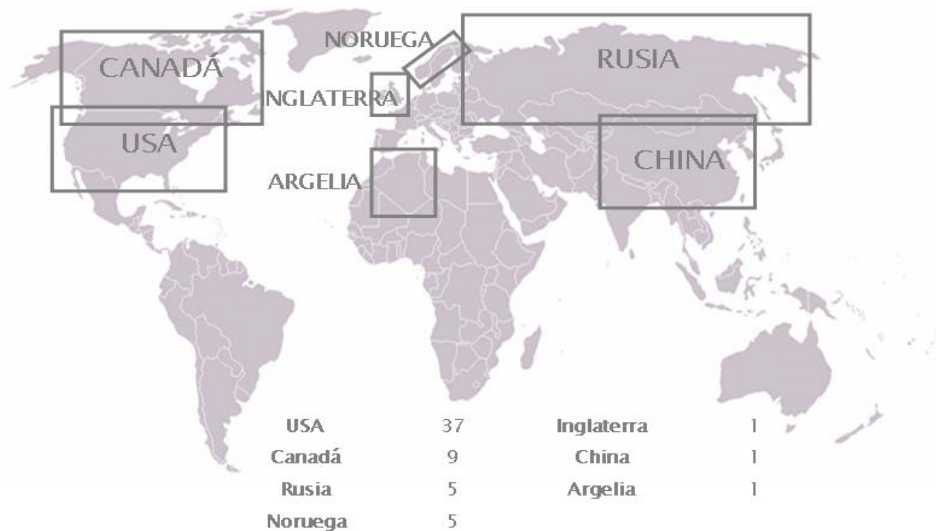
1.1. HISTORIA DE LA INYECCIÓN WAG.

Durante la producción de hidrocarburos de un yacimiento la energía del sistema va declinando a medida que se retiran fluidos de la formación, esta caída de presión continúa hasta el punto en el que el yacimiento no es capaz de producir de forma natural. Con el fin de evitar esta declinación, se han implementado una serie de técnicas que permiten mantener la energía del sistema y mejorar el desplazamiento de hidrocarburos. La inyección de agua y la inyección continua de gas han sido las técnicas más empleadas ya que son relativamente sencillas, permiten mejorar el recobro y se cuenta con suficiente información sobre ellas. No obstante, estas dos técnicas presentan problemas de desplazamiento microscópico y macroscópico que impiden lograr eficiencias máximas de recobro de hidrocarburos. Para esto se ha implementado la técnica WAG que consiste en la inyección de baches alternados y sucesivos de agua y gas, permitiendo mejorar el factor de

recobro mediante la unión de los beneficios de la inyección de agua y de la inyección de gas.

El primer caso WAG reportado en la literatura se desarrolló en el campo North -Pembina en Alberta Canadá, en el año de 1957 por la empresa Mobil. La **figura 1** muestra los países donde se ha implementado la técnica WAG: USA, Canadá, Rusia, Noruega, Inglaterra, China y Argelia, son los pioneros en el desarrollo de este proceso; siendo USA el país que más casos ha registrado; con un total de 37 aplicaciones.

Figura 1. Países y número de campos en los cuales el proceso WAG ha sido desarrollado.



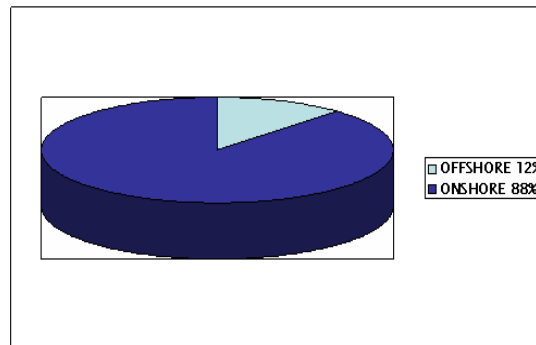
Fuente: Review of WAG Field Experience, SPE 39883.

En los últimos años, diversos factores como: el aumento de los precios del petróleo y la reducción de las reservas, ha motivado a retomar y reforzar los

estudios sobre este proceso, logrando conocer más a fondo las variables que afectan y mejoran su desempeño.

La inyección alternada de agua y gas ha sido implementada tanto en Offshore como en Onshore. Esta última representa el 88% del total de los campos donde ha sido aplicada la técnica WAG en comparación con el 12% del total de casos aplicados en Offshore **figura 2**.

Figura 2. Tipo de locación donde se ha implementado la inyección WAG.



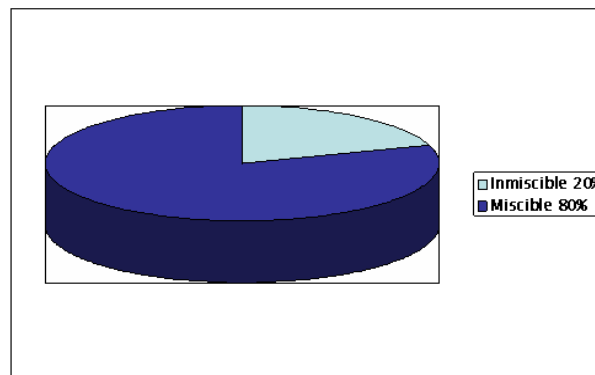
Fuente: Review of WAG Field Experience, SPE 39883.

Cómo se mencionó anteriormente al realizar la inyección WAG el desplazamiento entre el gas inyectado y los fluidos del yacimiento puede presentarse de forma miscible o inmisible. Del total de los campos registrados donde se ha implementado este método de recobro el 80% presenta desplazamiento miscible (**Figura 3**). En este tipo de desplazamiento, al entrar en contacto el gas de inyección con el aceite del yacimiento se presenta miscibilidad al primer contacto o miscibilidad dinámica.

En gran parte de los procesos de inyección WAG miscible, los yacimientos son represurizados para alcanzar la presión mínima de Miscibilidad de los fluidos en la formación. No obstante, es muy difícil mantener presiones altas en el yacimiento, y bajas presiones ocasionan pérdidas de miscibilidad. Debido a esto, el desplazamiento en muchos casos oscila entre miscible e inmisible durante el lapso que dura la inyección WAG.

El 20% restante representa el desplazamiento Inmisible. Este tipo de proceso se ha aplicado con el objetivo de mejorar la estabilidad del frente de desplazamiento y contactar zonas no barridas por la inyección de agua. Adicionalmente, la eficiencia de desplazamiento microscópico puede ser mejorada. La inyección WAG inmisible se ha usado en campos donde el suministro de gas es limitado lo que hace que la inyección no sea estable y en aquellos que presentan fuertes heterogeneidades¹.

Figura 3. Mecanismo de desplazamiento en procesos WAG.



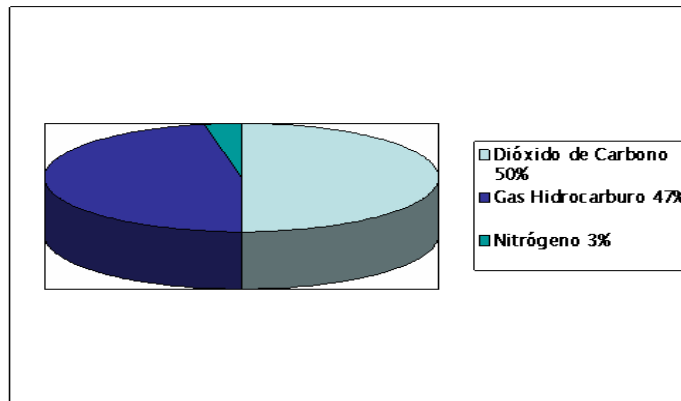
Fuente: Review of WAG Field Experience, SPE 39883.

¹ CHRISTENSEN, J.R. STENBY, E. H. SKAUGE, A. "Review of WAG Field Experience". Reservoir Evaluation & Engineering. SPE 71203. Abril 2001.

Algunas veces el primer bache de gas se disuelve en algún grado en el petróleo. Esto causa que se presente un intercambio de masa entre el gas y el petróleo, lo que repercute en un favorable cambio en la relación viscosidad / densidad en el frente de desplazamiento, haciendo que el desplazamiento se vuelva casi miscible.

En la **figura 4** se puede observar la distribución de los principales gases usados durante la inyección WAG. Como es de esperar, el gas más empleado es aquel que permite un desplazamiento miscible ya que este tipo de desplazamiento representa el 80% del total de los casos. Para que este tipo de desplazamiento se presente se necesita un gas hidrocarburo intermedio o CO₂. El dióxido de carbono (CO₂) es el gas que más se inyecta en los procesos WAG, gracias a que es posible obtenerlo a bajos costos y adicionalmente presenta un comportamiento similar al de los hidrocarburos intermedios vitales en los proyectos de inyección miscible. Los gases hidrocarburos livianos o intermedios ocupan el segundo lugar con un porcentaje del 47%. Según como sea su composición así se será su efecto en el mecanismo de desplazamiento. El 3% restante representa al nitrógeno, el cual tiene un comportamiento similar al de los hidrocarburos livianos de tal forma que producirá un desplazamiento miscible (empuje de gas por vaporización).

Figura 4. Tipo de gas inyectado en procesos WAG.



Fuente: Review of WAG Field Experience, SPE 39883.

1.2. PRINCIPALES PROBLEMAS ASOCIADOS A LA INYECCIÓN DE FLUIDOS INMISCIBLES.

La técnica de inyección WAG surge como solución a los problemas de barrido y desplazamiento que se presentan durante la inyección continua de agua y de gas. La baja eficiencia de barrido es la principal razón por la cual se obtiene un menor recobro durante el proceso de inyección de agua o de gas, esto se debe a problemas del yacimiento que se relacionan directamente con:

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Relación de Movilidades.
- Segregación Gravitacional.

A continuación se hace una descripción de cada uno de estos factores que afectan el proceso WAG:

1.2.1. Heterogeneidad del yacimiento.

Luego de millones de años de sedimentación, compactación y erosión de minerales y materia orgánica sobre la corteza terrestre, la distribución de las capas o estratos del subsuelo han quedado completamente conformados y establecidos. Cada uno de estos estratos tiene propiedades específicas diferentes entre sí, que se encuentran ligadas al ambiente y condiciones de depositación. Es posible encontrar diferentes zonas con propiedades idénticas distribuidas a lo largo de un yacimiento. Sin embargo, para el proceso de recuperación de hidrocarburos es indispensable que estas zonas se encuentren comunicadas. Para determinar zonas favorables para la inyección de fluidos miscibles o inmiscibles, es necesario llevar a cabo una buena caracterización del yacimiento estudiando características como:

- Variación horizontal y vertical de la permeabilidad.
- Lenticularidad de arenas.
- Fracturas naturales e inducidas.
- Permeabilidad direccional.

Si se tiene una alta permeabilidad vertical, los fluidos de mayor densidad en el yacimiento se desplazarán hacia el fondo de la formación (es el caso del agua), y los fluidos de menor densidad se moverán hacia el tope de la formación (es el caso del gas) generando frentes de desplazamiento inestables. Por otro lado, si las arenas no presentan buena continuidad areal es posible que se presenten problemas de conectividad entre los pozos y los procesos de recuperación mejorada no tengan éxito.

El movimiento de los fluidos a través del yacimiento no será uniforme si existen grandes variaciones en las propiedades de la formación como; la porosidad, permeabilidad y cementación de la roca, ocasionando que el

movimiento de estos fluidos sea tortuoso, dificultando su desplazamiento a través de yacimiento y de esta manera reduciendo la producción de hidrocarburos

1.2.2. Relación de movilidades desfavorable.

La razón de movilidad se conoce como el cociente de las relaciones de permeabilidad / viscosidad (κ/μ) de un fluido desplazante con respecto a otro fluido desplazado. Durante las operaciones de inyección de agua a un yacimiento, la razón de movilidad se expresa como:

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o}$$

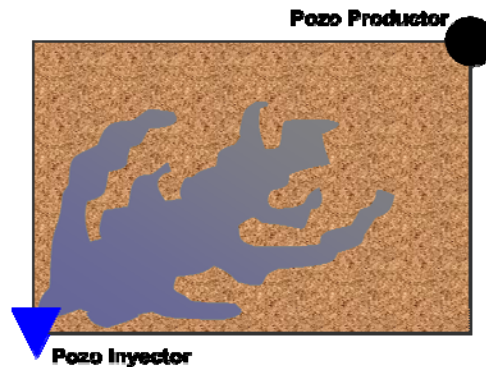
Donde κ_w y κ_o representan las permeabilidades efectivas del agua y el petróleo respectivamente, mientras que μ_w y μ_o , las viscosidades correspondientes al agua y al petróleo.

Una relación de movilidad igual a uno “1” indica que el fluido inyectado y el fluido desplazo pueden fluir a través del yacimiento con la misma facilidad, mientras que una relación de movilidad mayor a uno “1” indica que el fluido desplazante puede moverse más rápido que el fluido desplazado. Las relaciones desfavorables o relaciones de movilidad mayores que 1 ocasionan Inestabilidad viscosa del frente de invasión debido a que un fluido de menor viscosidad desplaza a uno de mayor viscosidad.

En ese caso la interfase adquiere perturbaciones ondulatorias debido a que el fluido de menor viscosidad (agua o gas) tiende a avanzar con una mayor velocidad produciendo un efecto de digitación viscosa (**Figura 5**) que puede

provocar tiempos de ruptura tempranos, y frentes de desplazamiento inestables.²

Figura 5. Digitación viscosa.



1.2.3. Segregación gravitacional.

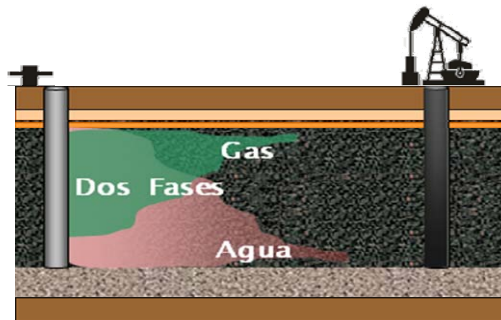
Mientras que la razón de movilidades afecta la eficiencia areal, la segregación gravitacional afecta la eficiencia de barrido vertical, la cual combinada con una buena permeabilidad vertical ocasiona el desplazamiento del gas hacia el tope y del agua hacia el fondo de la formación.

La idea de la inyección WAG es la de aprovechar el barrido macroscópico del agua, y el desplazamiento microscópico del gas. Al entrar en contacto el agua y el gas provoca una estabilización en las relación de movilidades, contribuyendo a la estabilización del frente en la zona de mezcla.

² BALLAEY, Bill. TYRLE, Job. ELPHIC, John. "Water control". Oilfieldreview-Schlumberger. Verano Del 2000.

El frente de desplazamiento de un proceso de inyección WAG mencionado anteriormente, con el tiempo se divide en tres zonas: una zona de gas en el tope de la formación, una zona de agua en el fondo de la formación, y una zona de mezcla agua-gas en el medio de las dos anteriores como lo muestra la **figura 6**. Entre más grande sea esta zona de mezcla mejor será el recobro de hidrocarburos en la zona barrida por el frente.

Figura 6. Distribución del frente de desplazamiento.



1.3. EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO.

La eficiencia de desplazamiento está definida como la fracción de aceite que es efectivamente desplazado por otro fluido (agua, gas) dentro del yacimiento. Las eficiencias de desplazamiento microscópica y macroscópica (producto de la eficiencia de barrido horizontal y vertical) definen al factor de recobro como sigue:

$$F_R = E_v E_h E_m \quad (2)$$

Donde:

E_v = Eficiencia de desplazamiento vertical.

E_h = Eficiencia de desplazamiento horizontal.

E_m = Eficiencia de desplazamiento microscópico.

La eficiencia de desplazamiento microscópico se relaciona con el desplazamiento o movilización del petróleo a escala de poros, y es una medida de la efectividad del fluido desplazante para mover el petróleo en aquellos lugares de la roca donde dicho fluido contacta el petróleo, es decir, refleja la magnitud de la saturación del petróleo residual, S_{or} , en las regiones contactadas por el agua; y la eficiencia de desplazamiento macroscópico representa la efectividad del fluido desplazante para contactar al yacimiento volumétricamente, es decir, es una medida de la efectividad del agua para barrer, areal y verticalmente, el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo desplazado hacia los pozos productores. A menudo se representa el desplazamiento macroscópico como el producto de las eficiencias de desplazamiento horizontal y vertical que refleja la magnitud de una saturación residual promedio, debido a que se basa en el petróleo residual que queda en las zonas barridas y no barridas del yacimiento.

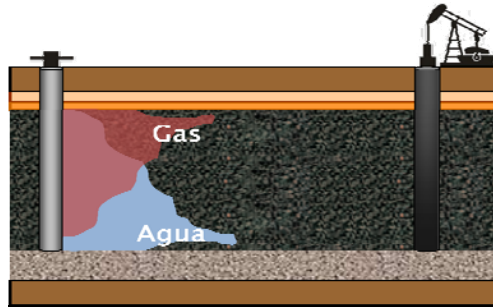
Para que un proyecto de inyección de fluidos sea exitoso se requiere que el factor de recobro sea alto, y esto se logra aumentando cualquiera de las eficiencias presentes en la **ecuación 2**.

1.3.1. Eficiencia de desplazamiento vertical.

La eficiencia de desplazamiento vertical puede definirse como la porción vertical del yacimiento que ha sido desplazada o barrida efectivamente por el fluido inyectado dentro del yacimiento. En la **figura 7** se observa la

distribución vertical del agua y del gas en el yacimiento luego de implementarse la inyección WAG.

Figura 7. Distribución de los fluidos verticalmente.



Los principales factores que afectan la eficiencia de desplazamiento vertical son:

- Estratificación.
- Anisotropía.
- Comunicación entre zonas.
- Relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales $\left(R_{v/g} \right)$.

Los yacimientos estratificados pueden representar condiciones geológicas favorables para la inyección WAG. Si se presenta un caso en el que los estratos de alta permeabilidad se encuentran ubicados en el fondo de la formación, y los de baja permeabilidad se localizan en la parte alta, la migración de gas hacia el tope va a ser mucho más lenta y por lo tanto el frente de inyección va a ser mucho más estable. Esta distribución vertical de los fluidos en la inyección WAG también puede mejorarse empleando tasas

de inyección relativamente altas comparadas con el espaciamiento entre pozos.

Al igual que en la inyección continua de agua o de gas, en el proceso WAG la segregación gravitacional es un fenómeno que afecta directamente la estabilidad del frente de inyección. Este fenómeno ocurre luego de transcurrido cierto tiempo, así que existe una región alrededor del pozo inyector donde la distribución vertical es buena. El tamaño de esta región se encuentra determinado principalmente por la tasa de inyección, la permeabilidad vertical, y la diferencia de densidades entre el agua y el gas. En algunos yacimientos es posible diseñar una inyección WAG en la cual esta región sea relativamente grande comparada con el volumen de yacimiento drenado por el pozo.

La relación entre las fuerzas viscosas y gravitacionales es el factor que más influye sobre la distribución vertical agua/gas en una inyección WAG y por lo tanto permite hacer un análisis del fenómeno de segregación gravitacional. Esta relación se puede definir de la siguiente manera:

$$R_{v/g} = \left(\frac{v\mu_o}{kg\Delta\rho} \right) \left(\frac{L}{h} \right) \quad (3)$$

Donde:

v = *Velocidad Darcy.*

μ_o = *Viscosidad del aceite.*

L = *Distancia entre los pozos.*

k = *Permeabilidad al aceite.*

g = *Fuerza de gravedad.*

$\Delta\rho$ = *Diferencia de densidad entre fluidos.*

h = *Espesor de la arena.*

Los parámetros clave que determinan el valor de la relación entre las fuerzas viscosas y gravitacionales, y controlan el proceso de segregación son la tasa de flujo, el espaciamiento entre pozos, la diferencia de densidades y la permeabilidad.

$\ggg R_{v/g}$ *Dominan las fuerzas gravitacionales.*

$\lll R_{v/g}$ *Dominan las fuerzas Viscosas.*

Las principales propiedades que afectan el desplazamiento vertical son:

- Buzamiento del yacimiento.
- Permeabilidad.
- Porosidad.

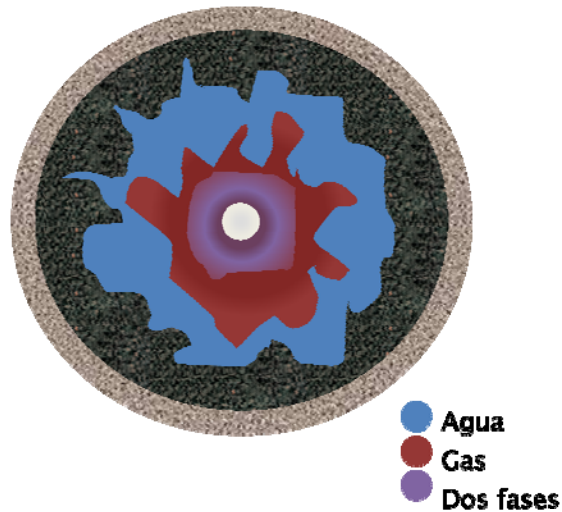
En general, el frente de desplazamiento será mucho más estable si la porosidad y la permeabilidad aumentan hacia abajo. En yacimientos con alto buzamiento la migración de los fluidos verticalmente será mucho más acelerada.³

1.3.2. Eficiencia de desplazamiento horizontal.

La eficiencia de desplazamiento horizontal es la medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer horizontalmente el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo desplazado hacia los pozos productores. Este desplazamiento puede ser esquematizado como se muestra en la **figura 8**.

³ LEÓN, N. PINTO, E. “*Estudio Preliminar de la Permeabilidad Relativa en Tres Fases Para un Proyecto de Inyección Alternada de Agua y Gas-WAG*”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. p 102.

Figura 8. Distribución de los fluidos horizontalmente.



Los principales factores que afectan la eficiencia de desplazamiento horizontal son:

- Movilidad de los fluidos.
- Distribución areal de la permeabilidad.

La movilidad de los fluidos determina la estabilidad del frente. Las condiciones óptimas para el desplazamiento de aceite en procesos de inyección WAG se alcanzan si el agua y el gas se mueven con la misma velocidad. Este efecto solo se alcanza por periodos de tiempo muy cortos, y solo puede controlarse temporalmente por medio del manejo de tasas y presiones de inyección.

La relación de movilidades para un proceso de desplazamiento de aceite con gas puede escribirse como:

$$M = \frac{k_{rg} / \mu_g}{k_{ro} / \mu_o} \quad (4)$$

Donde:

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas.

μ_g = Viscosidad del gas.

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite.

μ_o = Viscosidad del aceite.

Si se obtiene una relación de movilidad desfavorable, es decir mayor que uno, el gas se desplazará más rápido que el crudo dentro del yacimiento. Debido a esto, se presentara digitación viscosa, barridos ineficientes del yacimiento y tiempos de ruptura tempranos.

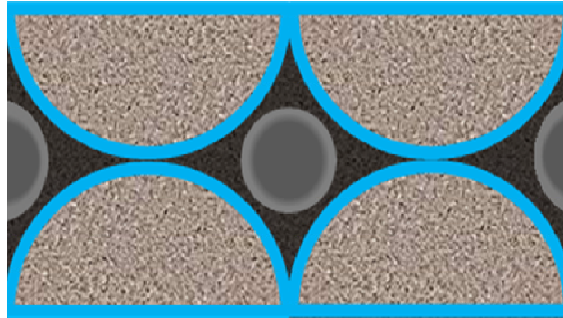
De modo general, el desplazamiento de la inyección WAG se optimizará si la relación de movilidades alcanza valores cercanos a 1. Esto puede obtenerse reduciendo la viscosidad del crudo, o aumentando la viscosidad del frente de desplazamiento del gas (con la inyección WAG se obtiene una reducción de la movilidad del gas debida a la mezcla de este con agua).

1.3.3. Eficiencia de desplazamiento microscópico.

Previo a una inyección WAG, parte de la fase no mojante (aceite), ha sido dejada atrás por la fase mojante (agua) luego de un proceso de inyección de agua. Esta fase no mojante se entrapa en un estado inmóvil discontinuo. El objetivo de la implementación de un proceso de inyección WAG es reducir la saturación de la fase no mojante (crudo) que se encuentra entrapada en el

espacio poroso, mediante el entrapamiento del gas inyectado⁴ tal como se muestra en la **figura 9**.

Figura 9. Distribución de los fluidos a nivel poroso.



En yacimientos mojados por agua, el agua ocupa los canales porosos más pequeños y moja las superficies de los granos, mientras que el petróleo ocupa los canales porosos más grandes. En la **figura 9** se muestra un yacimiento de este tipo en el cual la fase aceite se encuentra atrapada por la fase agua. Al inyectar WAG el gas se mueve a través de los poros mas pequeños, llegando a los poros ocupados por el aceite para desplazarlo y reducir la cantidad atrapada de aceite, aumentando el entrapamiento del gas. El resultado final es una distribución similar a la presentada en la **figura 9** en donde el gas ocupa los centros de los poros y el aceite que había en su lugar es recuperado adicionalmente.

⁴ SURGUCHEV, L.M. RAGNHILD, K. ROGALAND, R. HAUGEN, S. KRAKSTAD, O.S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs" SPE 25075. Statoil A/S.

Este proceso de desplazamiento efectuado por el gas sobre el aceite entrampado permite recuperar una fracción adicional de crudo del espacio poroso.

1.4. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.

La **miscibilidad** se define como el estado físico entre dos o más fluidos que permite mezclarse en todas sus proporciones sin la presencia de una interface entre ellos. Esta propiedad depende de la composición, presión y temperatura de los fluidos en contacto; así, cuando la composición de estos fluidos es similar y los valores de temperatura y presión son altos sus componentes serán mutuamente miscibles.

Al poner en contacto el petróleo con hidrocarburos de peso molecular intermedio como el propano, butano, o mezclas de gas licuado de petróleo, puede observarse el proceso de miscibilidad. Estos hidrocarburos se mezclan directamente con el petróleo del yacimiento en todas las proporciones y su mezcla permanece en una sola fase⁵.

Contrario a esto se dice que dos fluidos son **inmiscibles** cuando al estar en contacto forman dos fases separadas. El gas natural y el petróleo son ejemplos de fluidos inmiscibles entre sí, aunque el gas presenta una ligera solubilidad en el petróleo, la cual depende de la presión del sistema, una vez superado el límite de solubilidad (presión de burbuja), se forman dos fases definidas claramente y separadas por una interface.

La miscibilidad depende de variables como la presión, temperatura y composición tanto del fluido inyectado como del fluido del yacimiento. La importancia de estas dos últimas variables radica en el hecho que al estar en

⁵ NORMAN, C. "Elements of petroleum Reservoirs". SPE. Henry Doherty Series. 1969. P 10.

contacto el fluido de inyección con el fluido del yacimiento, se produce una variación en su composición, además de cambios físico-químico en su comportamiento, haciendo que la manera como contactan y se alcanza la miscibilidad dependa en gran parte y del estado en que se encuentre estos fluidos. Esto puede observarse con mayor detalle a través de diagramas ternarios los cuales se explicarán más adelante.

En forma general puede hablarse que existen dos mecanismos por los cuales se logra miscibilidad. Estos mecanismos tendrán lugar entonces, de acuerdo al tipo de fluido que se utilice para realizar el desplazamiento, a la composición y estado de los fluidos desplazados y desplazante. Los dos mecanismos son: desplazamiento miscible al primer contacto y desplazamiento con miscibilidad dinámica.

1.4.1 Diagramas ternarios.

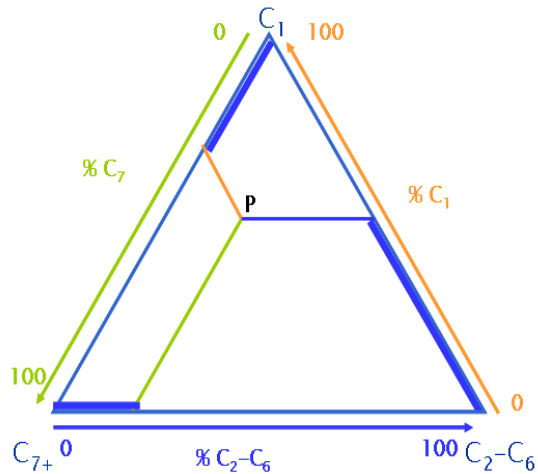
Los diagramas ternarios son representaciones geométricas (triángulos equiláteros) en los que cada vértice de esta figura representa un componente puro o mezcla de componentes. Estos diagramas permiten analizar el comportamiento de una propiedad en especial como por ejemplo la miscibilidad, manteniendo constante la presión y temperatura. El análisis de la miscibilidad es realizado en función de la composición de las sustancias presentes en él; así, cuando se varía las composición de la mezcla variará su miscibilidad.

La miscibilidad puede describirse a través de diagramas ternarios; si se representan familias de hidrocarburos con propiedades termodinámicas similares en cada uno de los vértices de un triángulo equilátero. Estos grupos pueden ser:

- **Componentes Livianos.** Principalmente C_1 y posiblemente el N_2 .
- **Componentes Intermedios.** Todos los componentes intermedios desde el C_2 hasta el C_6 y posiblemente el CO_2 .
- **Componentes Pesados.** Como el C_7 e hidrocarburos C_{7+} .

La elección de estas familias es arbitraria, la cual puede variar según las características del sistema a evaluar, por ejemplo el grupo de componentes pesados puede cambiar de C_{7+} a componentes C_{8+} , o los componentes intermedios pueden cambiarse de $(C_2 - C_4)$ a $(C_2 - C_7)$ sin que esto afecte la descripción del yacimiento. Una vez se hayan establecido los grupos de componentes a usar, se traza el triángulo equilátero y se le asigna un vértice a cada familia de componentes representando el 100% de su composición, además cada uno de estos vértices corresponde al cero por ciento 0%, del componente representado por el vértice opuesto, véase **figura 10**. Las divisiones de los tres lados del diagrama deben ser realizadas de manera proporcional y consistente, para que de esta manera se obtenga una respuesta acertada al problema evaluado.

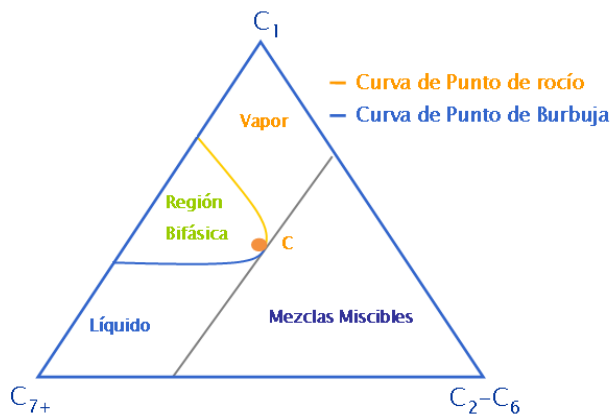
Figura 10. Ubicación de una mezcla en el diagrama Ternario.



Fuente: GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

Los diagramas ternarios son realizados a presión y temperatura constante, estos diagramas están divididos en diferentes zonas: Una zona líquida, una gaseosa, una región bifásica y una zona de mezclas miscibles, ver **figura 11**.

Figura 11. Representación de las diferentes zonas de estado de fases en el diagrama ternario.



Fuente: GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

Como la fase líquida está conformada principalmente por moléculas de componentes pesados, su ubicación dentro del diagrama ternario será junto a la familia de hidrocarburos pesados “C₇₊”, de forma similar la fase gaseosa está constituida por componentes livianos por lo tanto estará ubicada en la parte superior del diagrama junto a los componentes livianos “C₁” entre la zona líquida y gaseosa se forma la región bifásica separada por la curva del punto de burbuja y el punto de rocío.

La curva de punto de rocío y la de burbuja se intercepta en el punto C, este es llamado punto crítico y su composición es aquella de la mezcla de los tres componentes, para la cual, la temperatura y la presión dadas son la temperatura y la presión crítica. Una recta tangente a la curva trazada en el punto crítico “C” divide en dos al diagrama ternario; A la derecha de esta tangente está la zona de mezclas miscibles. En esta región las mezclas son miscibles en todas las proporciones y son también miscibles con mezclas de la zona líquida y gaseosa a lo largo de la línea de unión de la zona miscible y la región a la izquierda de la recta tangente dónde existen las fases líquidas, gaseosas y bifásicas; allí los hidrocarburos son inmiscibles o no son miscibles en todas las proporciones⁶.

1.4.2. Desplazamiento Miscible al Primer contacto.

Este método se basa en la inyección de un solvente con características muy similares al petróleo del yacimiento de tal forma que al ponerse en contacto, se mezclen en todas las proporciones formando una sola fase. Los hidrocarburos de peso molecular intermedio como el propano, butano o mezclas LPG, son los solventes más usados para realizar desplazamiento

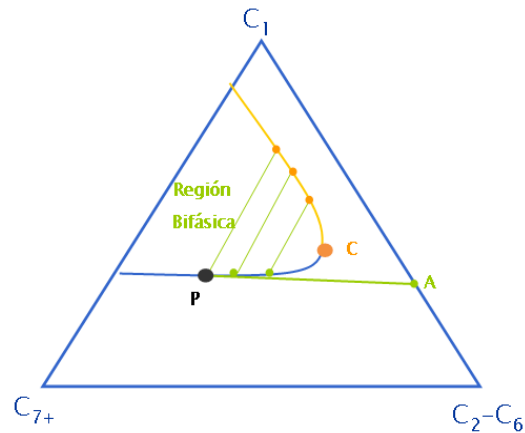
⁶ GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986. P. 42.

miscible al primer contacto⁷. Esto puede explicarse a través de diagramas ternarios como se observa en la **figura 12**.

EL punto P de esta figura representa la composición del petróleo en el yacimiento y el punto A sobre la línea $C_1 - C_2 - C_6$, la composición del gas que será inyectado. Como puede observarse, éste gas está conformado en su mayoría por componentes intermedios, ya que está ubicado cerca al vértice de $C_2 - C_6$. La línea que une al punto P y A, representa todas las composiciones de las mezclas que se formarán en el yacimiento una vez estén en contacto estos dos fluidos; esta línea no cae dentro de la región bifásica por lo tanto las mezclas dentro del yacimiento serán todas miscibles al primer contacto. El solvente o gas de inyección puede estar compuesto por solo componentes intermedios " $C_2 - C_6$ ", o podría ser diluido con metano hasta un valor máximo representado por el punto A ya que si se aumentara la concentración de metano la recta trazada entre estos dos puntos caería dentro de la región bifásica y la miscibilidad al primer contacto no será alcanzada.

⁷ STALKUP, F. "Miscible Displacement". Monograph Series Volume 8, SPE. Texas 1983. P. 65

Figura 12. Diagrama ternario del mecanismo de miscibilidad al primer contacto.



Fuente: GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

Para que se presente miscibilidad al primer contacto entre el petróleo y el solvente, la presión de desplazamiento debe estar por encima de la presión cricondembárica, ya que toda mezcla de petróleo y solvente por encima de ella, se encuentra en una sola fase.

1.4.3. Desplazamiento con Miscibilidad dinámica.

En este tipo de desplazamiento la miscibilidad se desarrolla por la transferencia de hidrocarburos intermedios del petróleo del yacimiento hacia el solvente inyectado y viceversa.

El solvente inyectado y el crudo del yacimiento forman dos fases al estar en contacto y son conocidos como fluidos no miscibles al primer contacto, no obstante el proceso de transferencia de masa entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, crea una zona de transición que varía desde la

composición del fluido desplazante hasta la composición del crudo en el yacimiento, de tal forma que todas las mezclas dentro de esta zona se encuentran en permanente miscibilidad.

La miscibilidad obtenida por la continua transferencia de masa in situ, como resultado de los contactos repetidos crudo-fluido durante el desplazamiento, es más conocida como miscibilidad dinámica o miscibilidad de múltiple contacto.

El desplazamiento con miscibilidad dinámica puede dividirse según la transferencia de masa en: empuje de gas por condensación o desplazamiento por gas enriquecido; y empuje de gas por vaporización o desplazamiento a alta presión.

Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas Enriquecido.

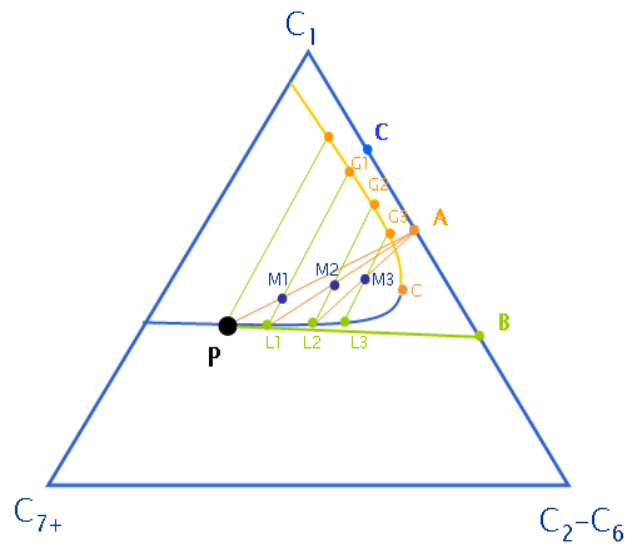
En yacimientos conformados por crudos con una baja proporción de componentes intermedios, la miscibilidad sólo puede producirse a altas presiones, muchas veces por encima de la presión de fractura del yacimiento, por lo tanto en estos casos es imposible que la miscibilidad sea alcanzada.

Una forma de alcanzar la miscibilidad es inyectando un gas con alto contenido de hidrocarburos intermedios de tal forma que cuando este fluido entre en el yacimiento se produzca la condensación de componentes intermedios formándose una zona de transición que a condiciones apropiadas es miscible con el gas de inyección. La concentración de hidrocarburos de peso molecular intermedio requeridos en el gas de inyección depende de la presión del yacimiento. Un incremento en la presión

reduce el tamaño de la región de dos fases y disminuye la concentración necesaria de intermedios.

Este proceso puede representarse a través de diagramas ternarios como se observa en la **figura 13**.

Figura 13. Empuje de Gas por Condensación o Desplazamiento por Gas Enriquecido a través de diagramas ternarios.



Fuente: GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

En la figura anterior, el punto P representa la composición del petróleo y el punto A la composición del solvente inyectado. Se observa que la línea “ $P-A$ ” cae dentro de la región bifásica por lo cual a esas condiciones iniciales no existe miscibilidad al primer contacto, en esta situación un mecanismo dinámico de miscibilidad resulta de la transferencia in situ de hidrocarburos

de peso molecular intermedio predominantemente etano y butano, del gas inyectado dentro del yacimiento.

Cuando el petróleo y el solvente se ponen en contacto se crea una zona de transición con composición M1. Ver **figura 13**. Esta mezcla estará en equilibrio con el líquido L1 y el gas G1, La inyección de más gas de composición A tendrá el efecto de impulsar al gas de composición G1, haciendo que este avance en el yacimiento mientras la mezcla M1, que es menos móvil se va enriqueciendo con la continua inyección de gas rico en hidrocarburos de peso molecular intermedio, formando de este modo una nueva mezcla de composición M2, estará en equilibrio con el líquido L2 y el gas G2, inyección de mas gas A resultará en la mezcla M3; esta etapa de desplazamiento y mezcla continúa hasta que la mezcla resultante alcanza la composición del punto crítico, tiempo en el cual comienza el desplazamiento verdaderamente miscible.

La composición del solvente inyectado hasta la cual puede darse miscibilidad por gas enriquecido va desde el punto B hasta el punto A; ya que la miscibilidad máxima que el sistema podrá alcanzar será el corte entre la tangente trazada sobre el punto crítico y la línea $C_1 - C_2-C_6$ del triángulo equilátero. Así cualquier punto por encima de este, como ejemplo el punto C producto de extrapolar la línea de unión L1 – G1, sólo produce enriquecimiento del crudo hasta una composición de líquido en equilibrio L1, desde este punto en adelante no se presentará más enriquecimiento y el desplazamiento con el nuevo gas inyectado será siempre inmisible.

Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta Presión.

Este mecanismo de desplazamiento ocurre cuando la composición del petróleo en el yacimiento presenta una alta composición de hidrocarburos

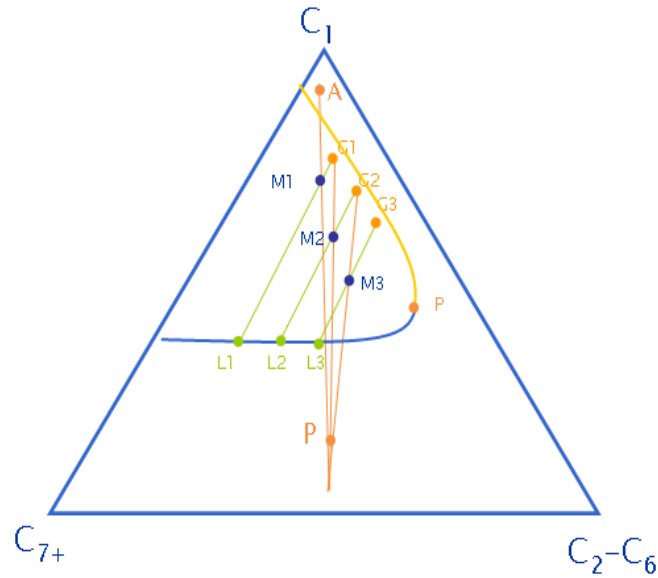
intermedios y consiste en la inyección de un gas capaz de evaporar a los componentes intermedios para crear una zona de transición miscible.

En este sistema se utilizan gases como: gas natural, gas de chimenea, o nitrógeno, para alcanzar la miscibilidad.

En la **figura 14** se observa una representación de este proceso en la cual el petróleo presenta una alta composición de componentes intermedios, es por esta razón que el punto P, que representa la composición de petróleo en yacimiento, está ubicado muy cercano al vértice C_2-C_6 y el punto A que representa el gas inyectado está ubicado próximo al vértice de componentes livianos; la línea trazada entre el punto P y A cae en su mayoría dentro de la zona bifásica indicando que no existe miscibilidad al primer contacto.

El gas inyectado inicialmente desplaza al petróleo inmisciblemente, pero deja una gran cantidad de petróleo sin desplazar detrás del frente de gas, este primer contacto forma una zona de transición M1 en equilibrio con un líquido L1 y un gas G1. Inyección adicional de este gas dentro del yacimiento empuja al gas en equilibrio G1 dejado después del primer contacto hacia dentro del yacimiento, donde contacta petróleo fresco; líquido L1 es dejado atrás como una saturación residual. Como resultado de este contacto una nueva composición M2 es alcanzada con su correspondiente gas y líquido en equilibrio, G2 y L2. La inyección adicional causa que el gas G2 fluya hacia delante debido a su gran movilidad y contacte más petróleo y el proceso es repetido. De esta manera la composición del gas en el frente desplazante es alterado progresivamente a lo largo de la curva de puntos de rocío hasta que alcanza la composición del punto crítico. El fluido en el punto crítico es directamente miscible con el petróleo del yacimiento.

Figura 14. Empuje de Gas por Vaporización o Desplazamiento a Alta Presión a través de diagramas ternarios.



Fuente: GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

1.5. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG.

Los factores que afectan el proceso de inyección WAG pueden dividirse en tres grupos: características del yacimiento, propiedades de los fluidos, y parámetros operacionales.

1.5.1. Características del yacimiento.

Dentro de las características del yacimiento se encuentran:

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Espesor de la formación productora.

- Profundidad del yacimiento.

A continuación se describe cada una de estas características.

Heterogeneidad del yacimiento.

La heterogeneidad del yacimiento tanto vertical (**figura 15**) como areal (**figura 16**) ejerce una alta influencia en el proceso de inyección WAG. Por un lado, si se presenta una alta heterogeneidad del yacimiento con permeabilidades en sentido decreciente desde el tope hasta el fondo de la formación, se presenta un frente de desplazamiento inestable debido a que las capas de mayor permeabilidad se encuentran encima de las de menor permeabilidad y no ejercen ningún tipo de barrera al desplazamiento vertical de los fluidos inyectados. Esto ocasiona un rápido desplazamiento del gas hacia el tope de la formación y una disminución de la eficiencia macroscópica del proceso. Si por el contrario, se presenta alta heterogeneidad del yacimiento con permeabilidades en sentido decreciente desde el fondo hasta el tope de la formación, se presenta un frente de desplazamiento mucho más estable debido a que las capas de mayor permeabilidad se encuentran debajo de las de menor permeabilidad y estas últimas ejercen una barrera considerable al desplazamiento vertical de los fluidos inyectados. De esta manera, el gas migra lentamente en sentido vertical y la eficiencia de desplazamiento microscópico a lo largo de la formación de interés es mucho mayor.

Si el yacimiento presenta una alta heterogeneidad areal, se puede presentar dos situaciones. En el primer escenario es probable que el pozo inyector no este comunicado con el pozo productor y el proceso de inyección no tenga buenos resultados. Para ello es necesario reducir espaciamentos y buscar zonas que presenten cierta continuidad dentro del área de interés. En el

segundo escenario se puede tener comunicación entre zonas altamente permeables y los fluidos inyectados se pueden canalizar rápidamente a los pozos productores. En general, el mejor escenario es tener zonas de alta permeabilidad intercaladas con zonas de baja y media permeabilidad que permitan estabilizar el frente de inyección y retarden la ruptura del agua y del gas.

Figura 15. Estratificación en el yacimiento.

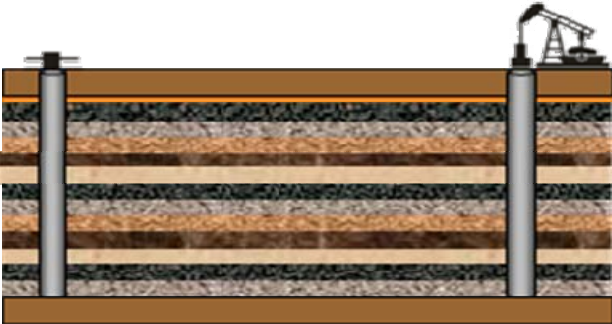


Figura 16. Anisotropía en el yacimiento.



Espesor de la formación productora.

El espesor de la formación sometida al proceso de inyección WAG determinara en gran medida la estabilidad del frente de desplazamiento debido a que entre más grande sea este espesor, las fuerzas gravitacionales van a ejercer una mayor influencia, y van a ocasionar la migración del gas al tope y el desplazamiento del agua hacia el fondo, reduciendo la estabilidad del frente como lo muestra la **figura 17**.

Figura 17. Espesor desfavorable para la inyección WAG.

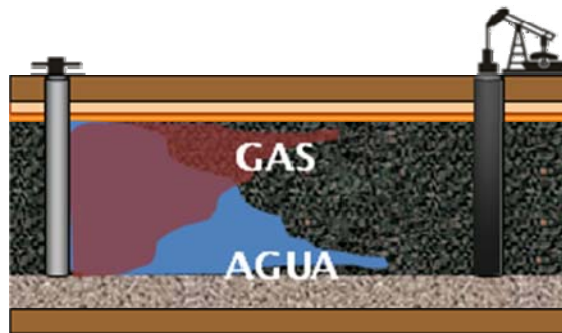
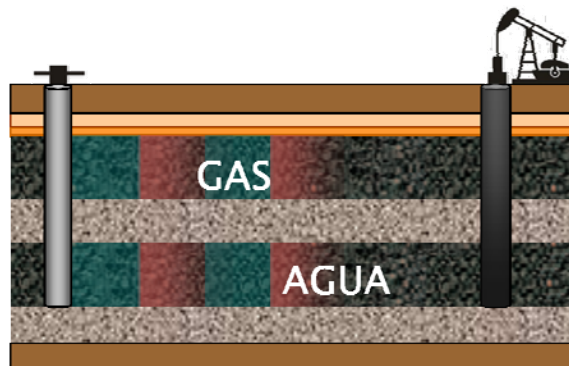


Figura 18. Espesor favorable para la aplicación de la inyección WAG.



Si por el contrario el espesor de la formación es bajo, las fuerzas gravitacionales no van a tener una gran influencia sobre los fluidos inyectados, y es posible mantener un frente mucho más estable (**figura 18**).

Profundidad del yacimiento.

Finalmente, la profundidad del yacimiento determina los gradientes de presión y de fractura, y por lo tanto proporciona una idea de las tasas y las presiones máximas que se deben emplear en la inyección de los fluidos para no fracturar el yacimiento. Adicionalmente, conociendo la profundidad del sistema es posible hacerse una idea de la viscosidad del crudo, la temperatura además, permite dar un concepto previo de la viabilidad de llevar a cabo una inyección WAG.

1.5.2. Propiedades de los fluidos.

Dentro de las propiedades de los fluidos que afectan la inyección WAG se encuentran:

- Permeabilidades relativas de los fluidos.
- Distribución de los fluidos en el yacimiento.
- Viscosidad del crudo.
- Condiciones de miscibilidad.

A continuación se hace referencia a cada uno de ellos.

Permeabilidades relativas de los fluidos.

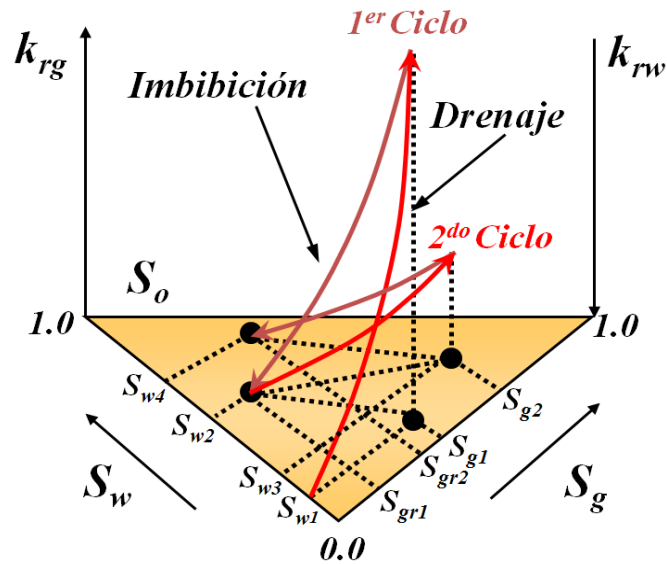
En la **figura 19** se muestra un diagrama de tres fases que indica el desempeño de dos ciclos alternados de agua y de gas en un proceso de

inyección WAG. Durante el primer ciclo se inyecta gas a una saturación de agua S_{W1} hasta alcanzar una saturación de gas S_{G1} . Luego se inicia la inyección de agua desplazando el gas hacia una saturación de gas residual S_{GR1} y a una saturación de agua S_{W2} mayor que la saturación de agua S_{W1} finalizando el primer ciclo. El segundo ciclo inicia a estas condiciones incrementando la saturación de gas hasta una saturación de gas S_{G2} y desplazando al agua hacia una saturación de agua S_{W3} . Obsérvese la reducción en la permeabilidad relativa al gas durante este nuevo ciclo. Luego la saturación de gas es nuevamente reducida a un valor de saturación residual S_{GR2} incrementando la saturación de agua a un cuarto valor S_{W4} , y dejando un porcentaje aproximado de 20% a 30% de gas atrapado dentro del yacimiento. Este proceso se repite hasta alcanzar el número total de ciclos de la inyección⁸.

En general, la permeabilidad relativa de 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 sí misma, a excepción de la permeabilidad relativa al aceite, ya que esta depende de las saturaciones de agua y gas.

⁸ SÁNCHEZ, Néstor. *“Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects”* SPE 53714. PDVSA Exploration and production. 1999

Figura 19. Permeabilidad relativa en tres fases.

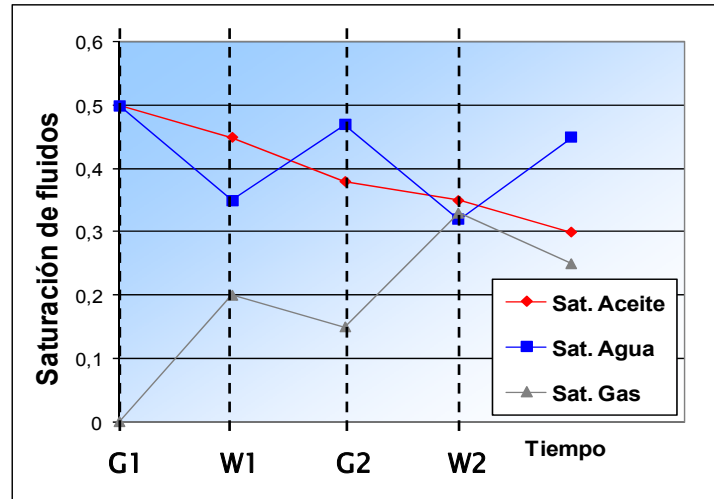


Fuente: Management of water alternating gas (WAG) injection projects. SPE 53714.

Distribución de saturaciones de los fluidos en el yacimiento.

En la **figura 20** se muestra la distribución de saturaciones en un sistema en el que se ha implementado un proceso de inyección WAG. Inicialmente, cuando se inyecta un bache de gas, la saturación de gas aumenta, la de agua disminuye igual que la de aceite. Con la inyección de un bache de agua, la saturación de agua aumenta reduciendo las saturaciones de gas y de aceite. En este punto es finalizado un primer ciclo de inyección. Posterior a ello para el segundo ciclo de inyección se sigue un camino similar al anterior, en donde cabe resaltar que la saturación de la fase aceite siempre va a disminuir, mientras que las saturaciones de agua y de gas aumentan y disminuyen de acuerdo a cuál de ellas este siendo inyectada en un instante dado.

Figura 20. Saturación de fluidos en el yacimiento.



1.5.3. Parámetros operacionales.

Dentro de los parámetros operacionales que afectan a la inyección WAG se encuentran:

- Tasas y presiones de inyección.
- Tamaño de los baches de agua y gas.
- Relación agua/gas inyectada.
- Frecuencia de los ciclos.
- Espaciamiento entre pozos.

Tasas y presiones de inyección.

En yacimientos horizontales, las altas tasas de inyección pueden ayudar a contrarrestar el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical, pero producen digitación viscosa del frente lo

cual ocasiona la canalización del agua y del gas. En yacimientos inclinados y/o naturalmente fracturados es recomendable inyectar a tasas bajas por las siguientes razones:

- Favorecen la segregación gravitacional e impiden la inestabilidad viscosa del frente de invasión.
- Favorecen la imbibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en las fracturas.

De acuerdo a experiencias de campo desarrolladas alrededor del mundo es recomendable iniciar una inyección WAG inmisible con presiones de inyección por encima del 40% de la presión promedio del yacimiento y una inyección WAG miscible con presiones de inyección por encima del 20% de la misma. Esto con el fin de no disminuir la energía que tiene el yacimiento al inicio del proceso WAG, y asegurar que el yacimiento reciba las cantidades de gas y de agua que se tienen proyectadas inyectar.

La eficiencia de barrido en yacimientos estratificados y el control del perfil de inyección durante un proceso de inyección WAG se relacionan fuertemente con las inyectividades de los baches de agua y de gas. En el proceso WAG se asume que la penetración del agua en los estratos de mayor permeabilidad disminuye comparándola con una inyección continua de agua debido a que el gas que se inyecta siendo la fase de mayor movilidad ingresa preferencialmente a los estratos más permeables y debido a los efectos de la permeabilidad en tres fases y a la compresibilidad, la inyectividad del agua durante la inyección se reduce. Esta reducción también puede ser producto de la redistribución de los perfiles de presión cuando el fluido inyectado se cambia de gas a agua y la permeabilidad vertical es limitada.

La inyectividad del gas se incrementa en los estratos de mayor permeabilidad y disminuye en los estratos de menor permeabilidad después de los primeros ciclos. El entrapamiento intensivo de gas en los estratos más permeables previene la penetración del agua en ellos.

El aumento de las tasas de inyección y de la relación viscosidad/gravedad elimina las diferencias de inyectividad entre el agua y el gas en los estratos de baja y alta permeabilidad al comienzo de una inyección WAG y hace que el proceso de entrapamiento sea proporcional en todos los estratos. Como resultado, se obtienen tasas de inyectividad de agua y de gas proporcionales durante toda la fase del proceso WAG. La inyección a tasas relativamente altas al inicio de un proyecto, impide que el gas atrapado en los estratos más permeables, reduzca la inyectividad del agua. Por el contrario, se mantiene la inyectividad en los estratos de más baja permeabilidad.

La dependencia del recobro de hidrocarburos en la relación viscosidad/gravedad no es uniforme a través de todo un yacimiento estratificado. El incremento de la tasa de inyección no siempre permite obtener el máximo factor de recobro de todos los estratos de un yacimiento. Pueden presentarse diferentes regímenes de flujo en diferentes estratos al mismo tiempo. En las secciones con permeabilidad vertical restringida un incremento en la tasa de inyección puede incluso disminuir la cantidad de gas que invade las porciones más altas de un estrato. Es posible que el aumento en las tasas de inyección incremente el recobro de aceite en los estratos de mayor permeabilidad, pero lo disminuya en los estratos menos permeables. Debido a las diferentes influencias que puede tener el incremento o la disminución de las tasas de inyección de acuerdo a la

permeabilidad de los estratos, cada yacimiento debe ser objeto de un tipo diferente de optimización de parámetros⁹.

Finalmente, las bajas tasas de inyección pueden afectar negativamente la parte económica del proyecto puesto que se retardaría la recuperación de la inversión inicial. Por esta razón debe realizarse un estudio económico y técnico muy riguroso del desempeño del yacimiento antes de diseñar un proceso de inyección WAG.

Tamaño de los baches de agua y gas.

El tamaño de los baches de agua y gas determina la cantidad de agua y gas que va a ingresar al yacimiento en cada uno de los ciclos. En general se inyectan porcentajes de entre 1% y 20% de volumen poroso de yacimiento de acuerdo al diseño inicial del proyecto. Para proyectos de inyección WAG inmisible se recomienda inyectar menos del 10% del volumen poroso debido a las altas presiones que ejercen en el yacimiento baches de mayor tamaño. Estos baches representan altos cortes de agua y de gas en los pozos productores, lo cual incrementa los costos de producción de aceite.

Para proyectos de inyección WAG miscible es posible inyectar baches de hasta el 20% o el 30% del volumen poroso total de yacimiento debido al fenómeno de disolución que presenta el gas en el aceite, y debido a que muchos proyectos de este tipo se diseñan de tal manera que sólo se inyecte uno o dos baches de gran tamaño seguidos nuevamente de una inyección continua de agua.

⁹ SURGUCHEV, L.M. RAGNHILD, K. RO GALAND, R. HAUGEN, S. KRAKSTAD, O.S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs" SPE 25075. Statoil A/S.

De cualquier modo, el tamaño de los baches a inyectar puede variar dependiendo de las propiedades del yacimiento, del volumen de gas disponible para inyectar, de los precios del gas y de la economía total del proyecto¹⁰.

Relación agua/gas inyectada.

Otro parámetro que determina la inyección de agua y gas al yacimiento es la relación agua/gas inyectada. En lo referente al proceso de inyección WAG, es posible analizar la relación WAG desde dos puntos de vista diferentes. El primero de ellos, se refiere en términos de tiempo a la relación entre la duración de un bache de agua y un bache de gas, es decir que si se habla de una relación 0.5, se puede estar inyectando agua durante 3 meses y gas durante 6 meses a la misma tasa de inyección. El segundo de ellos se refiere en términos de cantidad a la relación entre un bache de agua y un bache de gas. De esta manera, si se habla de una relación WAG igual a 0.5, se puede estar inyectando un volumen de agua equivalente al 5% de volumen poroso de yacimiento y un volumen de gas equivalente al 10% del volumen poroso de yacimiento en baches de igual duración a tasas de inyección diferentes. En el presente trabajo, cuando se hable de relación WAG se está haciendo referencia a la relación entre cantidades y no entre tiempos de inyección. En las aplicaciones de campo, comúnmente se manejan relaciones WAG de 1, sin embargo de acuerdo a las necesidades y disponibilidad del gas, es posible inyectar relaciones de 0.5 o de 2. Las relaciones menores a 0.5 no son recomendables debido a que el yacimiento pierde presión aceleradamente; y las relaciones mayores a 2 aumentan los cortes de agua, y los costos de producción de un barril de crudo.

¹⁰ MANRIQUE, E. CALDERÓN, G. MAYO, L. STIRPE, M.T. *“Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences”*. SPE 50645. PDVSA INTEVEP.

Duración de los ciclos WAG.

La duración de un ciclo WAG se refiere al tiempo empleado para completar la inyección de un bache de gas y un bache de agua. En la inyección WAG inmiscible normalmente se manejan ciclos de un año o menos, de acuerdo al diseño del proyecto. Si se manejan tasas relativamente altas en patrones de inyección grandes, es posible mantener ciclos de un año. Si se manejan tasas de inyección bajas, es recomendable inyectar en ciclos más cortos para mantener la presión del yacimiento. Los ciclos mayores a un año no se recomiendan debido a las pérdidas de presión que se experimentan en el yacimiento debido a la prolongada inyección de gas; en lugar de obtenerse un aumento en el factor de recobro, se obtienen pérdidas de fluido en superficie. La duración de los ciclos puede variar dentro del mismo proyecto de acuerdo a la respuesta del yacimiento a los ciclos de inyección iniciales; así, si se requiere iniciar un nuevo ciclo antes de lo planeado, es posible iniciarlo de la misma manera como se inician y varían los ciclos de inyección de vapor en un campo de crudo pesado.

Finalmente, el número de ciclos está restringido por las cantidades totales de gas que un yacimiento es capaz de recibir. Por lo general, un proceso de inyección WAG se desarrolla hasta alcanzar el 30% o 40% de volumen poroso total inyectado de gas. Volúmenes adicionales de gas inyectado, no aumentan el recobro de hidrocarburos de manera significativa.

Espaciamiento entre pozos.

Por lo general, un proceso de inyección WAG se aplica luego de haberse llevado a cabo un proceso de inyección de agua. Los procesos de inyección de agua, generalmente manejan patrones de inyección de 40 acres. Este tipo de patrón es demasiado grande para desarrollar un proyecto de inyección

WAG, debido a que en una distancia entre pozos tan grande, el gas puede migrar hacia el tope de la formación y el agua hacia el fondo, disminuyéndose la efectividad del proceso y ocasionando tiempos de ruptura muy tempranos. Este fenómeno puede agudizarse o disminuirse de acuerdo a la distribución de permeabilidades en el yacimiento; si se tiene una distribución de permeabilidades decreciente desde el tope hacia el fondo de la formación el problema se agudiza debido a que el gas migra a los estratos de mayor permeabilidad en el tope de la formación, facilitando la creación de una capa de gas de mayor movilidad que irrumpe en los pozos productores a tiempos muy tempranos. Para evitar problemas como este, es recomendable disminuir espaciamentos mediante perforación in-fill, o aplicar el proceso en pozos que se encuentren relativamente cerca. Se recomienda manejar patrones aproximados de 20 acres.

1.6. SCREENING DE PROCESOS WAG.

El siguiente Screening fue realizado con base en los casos de campo aplicados alrededor del mundo. Las **tablas 1, 2 y 3** muestran las propiedades de la roca, fluido, yacimiento y los parámetros operacionales más comunes en las que se ha implementado la técnica WAG.

En la **tabla 1** se detallan las propiedades del fluido más usuales en la que el WAG ha sido efectivo, la saturación de aceite no es un parámetro crítico por lo tanto esta propiedad tiene un gran rango de aplicabilidad, sin embargo es recomendable aplicarse por encima de 0.187 (Fracción) de saturación de aceite, ya que en valores menores a éste, la cantidad de aceite en el yacimiento no es suficiente para que la inyección alternada de agua y gas sea efectiva. Por otra parte para que la inyección de agua realice un desplazamiento eficiente se necesita que el fluido sea liviano, por esta razón se recomienda emplearla en fluidos de gravedad API por encima de los 17º,

debido a que fluidos con gravedad API menores necesitarán presiones altas para un buen desplazamiento. La viscosidad puede variar de 0.18 – 160 cp. Se recomiendan valores bajos de viscosidad, para evitar la digitación viscosa además, para que el fluido no presente una alta resistencia a fluir y de esta manera pueda mejorarse la eficiencia de desplazamiento.

Tabla 1. Screening de propiedades del fluido.

Propiedad del fluido	Rango encontrado	Valor representativo
Saturación de aceite (Fracción)	0.187 – 0.873	No crítico
Gravedad del aceite (°API)	17 – 51	30 – 45
Viscosidad del aceite (cP)	0.18 - 160	< 2

Fuente: JIMENEZ, R. “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a procesos de inyección Alternada de Agua y Gas (WAG), mediante Analogías” UIS-2005.

En la **tabla 2** se presentan las propiedades del yacimiento y la roca más comunes en que la inyección WAG ha sido realizada, esta técnica se ha aplicado en yacimientos con presiones desde 790 hasta 6500 psia, se recomienda aplicarse en valores intermedios ya que yacimientos con presiones muy bajas necesitan de un gran proceso de inyección, para que de esta forma el fluido de la formación supere la columna hidrostática y llegue a superficie. Yacimientos con presiones elevadas necesitan altas presiones de inyección en cabeza lo cual en muchos casos aumenta los costos económicos haciendo que el proceso no sea rentable además, corre el riesgo

de sobrepasar la presión de fractura de la formación, produciendo daños al sistema. Al ser el WAG un método de producción en frío, la profundidad del yacimiento no es un parámetro crítico ya que no se presentan pérdidas de calor como en los métodos que inyectan fluidos calientes, pero debe considerarse en el diseño de las bombas en superficie para la inyección de agua y gas a altas profundidades.

Tabla 2. Screening de propiedades del yacimiento y de la roca.

Propiedades del yacimiento Y la roca	Rango encontrado	Valor representativo
Presión de yacimiento (psi)	790 – 6500	>3000
Profundidad (Pies)	1950 – 15400	>4000
Temperatura del yacimiento (°F)	73 – 295	100 – 200
Porosidad (fracción)	0.0393 – 0.324	0.2
Permeabilidad (mD)	0.1 – 3000	<100
Espesor neto (Pies)	6 – 1570	<100

Fuente: JIMENEZ, R. “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a procesos de inyección Alternada de Agua y Gas (WAG), mediante Analogías” UIS-2005

Además se presentan las propiedades de la roca, esta técnica recomienda emplearse en yacimientos que presenten una buena saturación de aceite y permeabilidades horizontales aceptables, para que de esta manera los fluidos inyectados puedan desplazarse de forma apropiada desde el pozo

inyector al productor valores de permeabilidad de 100 mD son los presentados por la mayoría de yacimientos en que WAG ha sido empleado. Para que el frente de desplazamiento del agua y gas permanezca en forma uniforme se necesita de espesores de formación intermedios ya que grandes espesores producirían la segregación de los fluidos inyectados alejándose de la finalidad WAG que es aumentar el factor de recobro.

En la tabla 3 se observan los principales parámetros operacionales en que la inyección WAG ha sido empleada, cada uno de estos parámetros se explicarán con mayor detalle a través de simulaciones realizadas en el simulador IMEX de CMG en el capítulo 2.

Tabla 3. Screening de los parámetros operacionales WAG.

Parámetros Operacionales	Rango encontrado
Total de solvente inyectado (% VPI*)	30 – 40
Tamaño de bache (% VPI*)	Proceso Miscible: <15 Proceso Inmiscible: <10
Relación WAG	1:1
Recobro Incremental	Proceso Miscible: < 20 Proceso Inmiscible: <10

Fuente: Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences. SPE 50645.

Antes de iniciar cualquier proyecto de recobro es importante conocer las características del fluido, roca y yacimiento para de esta forma predecir el comportamiento del sistema durante el proceso y establecer los parámetros

operacionales óptimos bajo los cuales se obtengan los mejores beneficios. El screening anterior es una recopilación de las propiedades del sistema que presentaron la mayoría de campos donde WAG ha sido implementado y es de gran utilidad para comparar cualquier caso en el que se desee implementar esta técnica con casos en los que se han obtenido buenos resultados.

2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG).

El objetivo principal de este trabajo es analizar mediante simulación numérica el desempeño del proceso de inyección WAG en yacimientos homogéneos y heterogéneos previamente sometidos a procesos de inyección de agua. Con el fin de establecer los mejores escenarios para la aplicación de este proceso es necesario efectuar un análisis de sensibilidad de los parámetros más influyentes y así determinar las mejores condiciones de aplicación. Para este fin se ha escogido la simulación numérica como herramienta de construcción y análisis de los modelos establecidos previamente.

La simulación numérica de yacimientos es una de las herramientas más empleadas en la industria del petróleo como medio de análisis del comportamiento de los fluidos en el subsuelo. El principal objetivo de ella 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. En la actualidad la simulación numérica se emplea entre otras cosas 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 espaciamento, en su productividad y eficiencia de barrido.
- Realizar análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos mediante las variaciones de parámetros operacionales y de yacimiento.
- Planear los escenarios de explotación a futuro.¹¹

2.1. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.

2.1.1. Selección del software de simulación

El software empleado para el análisis de procesos WAG en modelos homogéneos y heterogéneos mediante 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 enmallados¹².

Entre las aplicaciones del simulador IMEX, se encuentran:

- Depleción primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos subsaturados y saturados.
- Estudios de conificación.
- Recobro secundario: Desplazamiento por inyección de agua e inyección de gas.

¹¹ ARIZA, L. M. ULLOA, J.M. “Evaluación del efecto de la saturación de gas al inicio de un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. p 67.

¹² Computer Modelling Group Ltda. Users guide IMEX advanced oil/gas reservoir simulator. Calgary, Alberta, Canada. 2007.

- Recobro mejorado: Inyección miscible y pseudo-miscibles y procesos WAG.

2.1.2. Selección de los datos del modelo

Basados en los criterios de screening disponibles en la industria para el proceso de inyección WAG, determinar las propiedades óptimas para la construcción de los modelos de simulación. Adicionalmente recopilar información de experiencias de campo, pruebas piloto y trabajos de simulación que puedan reforzar la selección de los datos. Finalmente, emplear correlaciones para determinar aquellas propiedades que no puedan ser establecidas directamente.

2.1.3. Construcción de modelos de simulación

La construcción de un modelo de simulación requiere en primera instancia establecer un caso base de simulación, que permita efectuar corridas de ajuste preliminares para analizar resultados previos obtenidos y de esta manera, corregir parámetros y propiedades que pueden haber sido mal seleccionados. El procedimiento que se llevó a cabo para construir los modelos de simulación fue el siguiente:

- **Selección del grid de simulación:** La selección del grid de simulación debe tener en cuenta 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. Para esto se analiza la coherencia de los resultados obtenidos de diferentes casos de simulación previamente planteados, los porcentajes de variación entre ellos, y los tiempos de simulación de cada uno.

- **Análisis de modelos confinados y no confinados:** Durante la generación del modelo final de simulación es necesario determinar la conveniencia de emplear un patrón confinado o uno no confinado, con el fin de establecer los mejores escenarios de simulación. La diferencia entre estos radica, en que en el modelo confinado no se consideran alrededores que puedan influenciar el patrón de inyección, mientras que en el no confinado el anillo en los alrededores influye en el comportamiento al interior del mismo.
- **Construcción de modelos de producción primaria e inyección de agua:** Debido a que el proceso de inyección WAG se aplica para optimizar la inyección de agua o la inyección continua de gas, es necesario ajustar modelos de producción primaria e inyección de agua o gas previos a la inyección WAG, que permitan sobre ellos evaluar el verdadero desempeño del proceso WAG.
- **Corridas preliminares y ajuste de parámetros:** se realizan varias corridas preliminares con el fin de revisar los datos no recurrentes y verificar la validez de los datos de entrada del modelo construido, identificando y corrigiendo los problemas que estos presenten con el objetivo de obtener resultados confiables.
- **Construcción del caso base de simulación de inyección WAG:** Luego de haber ajustado la producción primaria, y la producción secundaria del modelo, se construye el caso base de simulación del proceso de inyección WAG con base en los criterios de screening expuestos anteriormente. Se efectúan corridas preliminares y se ajusta el modelo para efectuar sobre él el análisis de sensibilidad.

2.1.4. Análisis de sensibilidad de parámetros

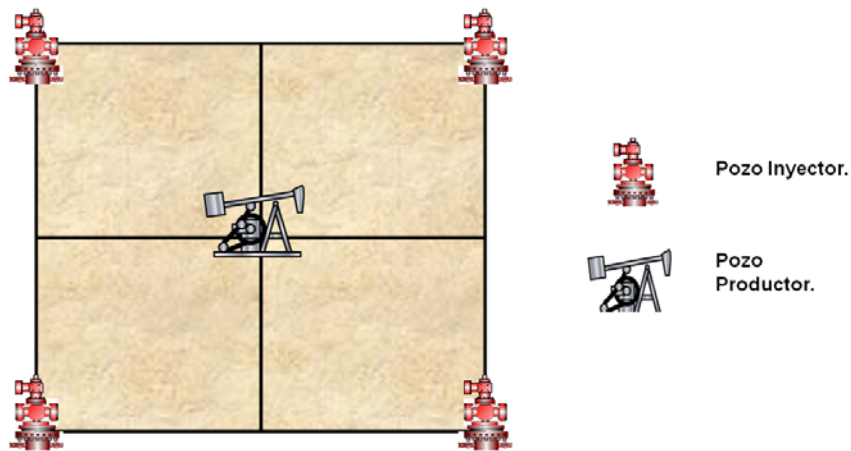
Luego de establecido el modelo base de simulación, se efectúan corridas adicionales variando parámetros operacionales, parámetros de yacimiento y de los fluidos de tal manera que se pueda identificar cuáles de ellos tienen un mayor efecto en la eficiencia del proceso de inyección WAG y de esta manera se establezca los mejores escenarios operacionales que permitan una mejor recuperación de aceite.

2.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HOMOGÉNEO.

Para evaluar la eficiencia del proceso de inyección WAG, se construyó un modelo base homogéneo conceptual con el objetivo de modelar un yacimiento con las mejores propiedades para aplicar la inyección WAG, y así, evaluar el desempeño de esta. Para la construcción de este modelo se efectuó un análisis al grid de simulación; análisis de confinamiento y no confinamiento; construcción y análisis del modelo de producción primaria e inyección de agua; y finalmente se construyó el caso base de simulación para el proceso de inyección WAG sobre el cual se efectuó el análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales, los parámetros de yacimiento y parámetros de los fluidos.

El modelo base homogéneo representa un patrón de inyección de cinco puntos normal (**Figura 21**) de 15 acres ubicado dentro de un área total de drenaje de 25 acres a una profundidad de 5000 pies y con un espesor neto productor de 50 pies.

Figura 21. Patrón de cinco puntos normal.



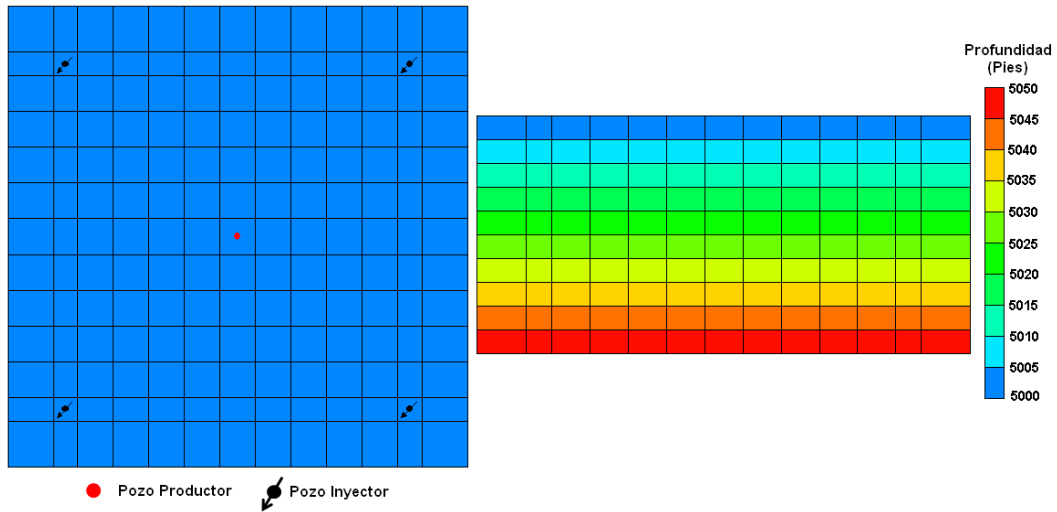
2.2.1. Análisis al grid de simulación en los ejes X y Y:

Para establecer las dimensiones y el tamaño del grid de simulación se planteo inicialmente cuatro enmallados cartesianos para representar el área total de drenaje de 25 acres y el espesor neto de 50 pies. Cada enmallado difiere del siguiente en el tamaño de celda y en el número de celdas según como se plantea a continuación:

- **Grid 13*13*10 sin refinamiento:**

La **figura 22** muestra un grid de 13*13*10 que representa 1043.5 pies en los ejes X y Y, y 50 pies en el eje Z. El enmallado tiene un total de 1690 celdas. Todas las celdas en el eje Z tienen la misma longitud. Las celdas en los ejes X y Y tienen dimensiones especiales que permiten la ubicación de los pozos inyectores en los extremos del patrón de 15 acres.

Figura 22. Grid 13*3*10 sin refinamiento.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En la **tabla 4** se encuentran relacionadas las dimensiones de celda del grid e 13*13*10 en los ejes X y Y en términos de longitud de celda.

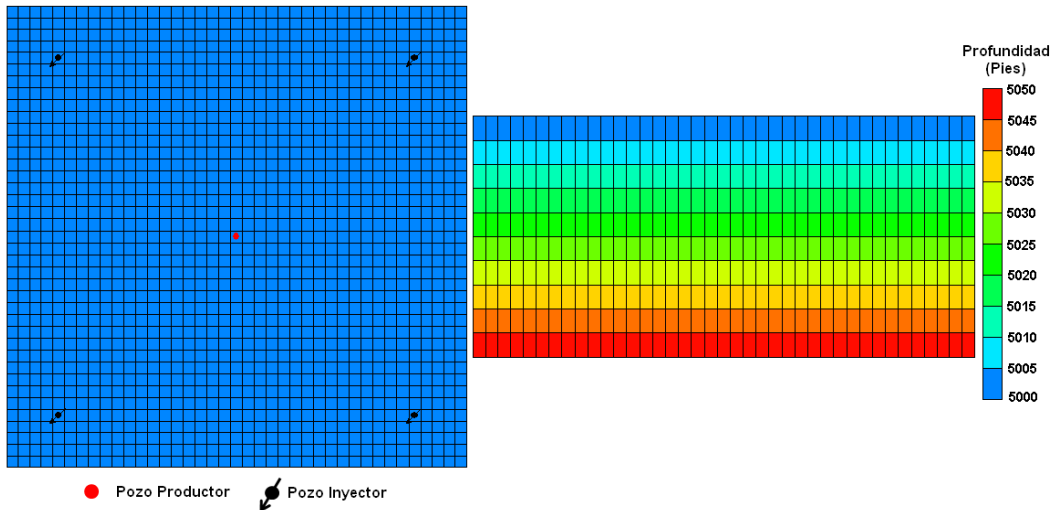
Tabla 4. Longitud de celda para el grid 13*13*10 sin refinamiento.

# Celda en X y Y	Long. Celda en X y Y (pies)
1	104.14
2	53.88
3 a 11	80.83
12	53.88
13	104.14

- **Grid 13*13*10 completamente refinado:**

La **figura 23** muestra el grid de dimensiones 13*13*10 descrito anteriormente con un refinamiento adicional en X y en Y de todas las celdas, de tal modo que el resultado final es un enmallado de 39*39*10 con un total de 15210 bloques de igual volumen cada uno.

Figura 23. Grid 13*3*10 completamente refinado.



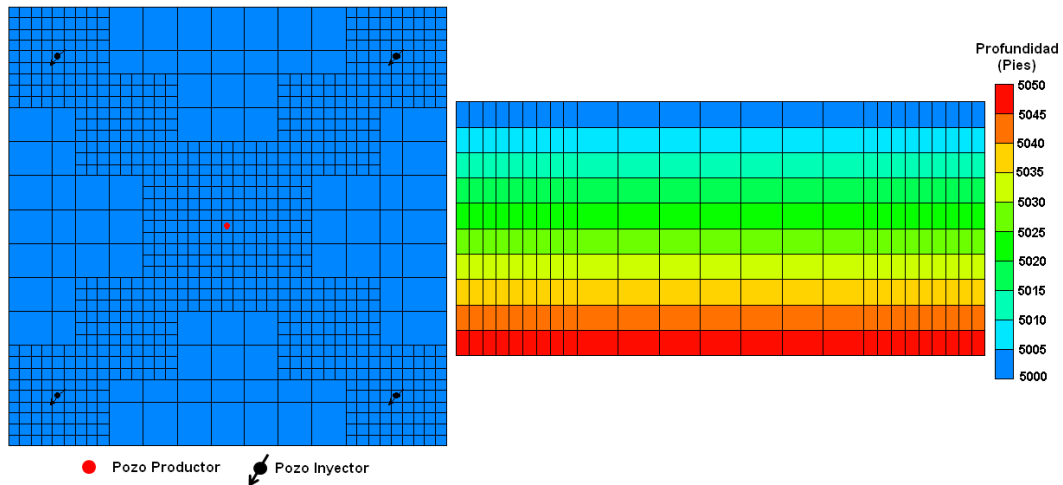
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

- **Grid 13*13*10 parcialmente refinado:**

En la **figura 24** igual que en las dos anteriores se muestra un grid base de 13*13*10 sobre el cual se efectuó un refinamiento parcial de las áreas cercanas a los pozos con el fin de discretizar aún más estas zonas y analizar mejor el comportamiento de los frentes de inyección. Este tipo de

refinamiento permite ahorrar tiempos de simulación ya que se deja sin refinar aquellas zonas en las que el movimiento de los fluidos no ejerce gran influencia.

Figura 24. Grid 13*13*10 parcialmente refinado.

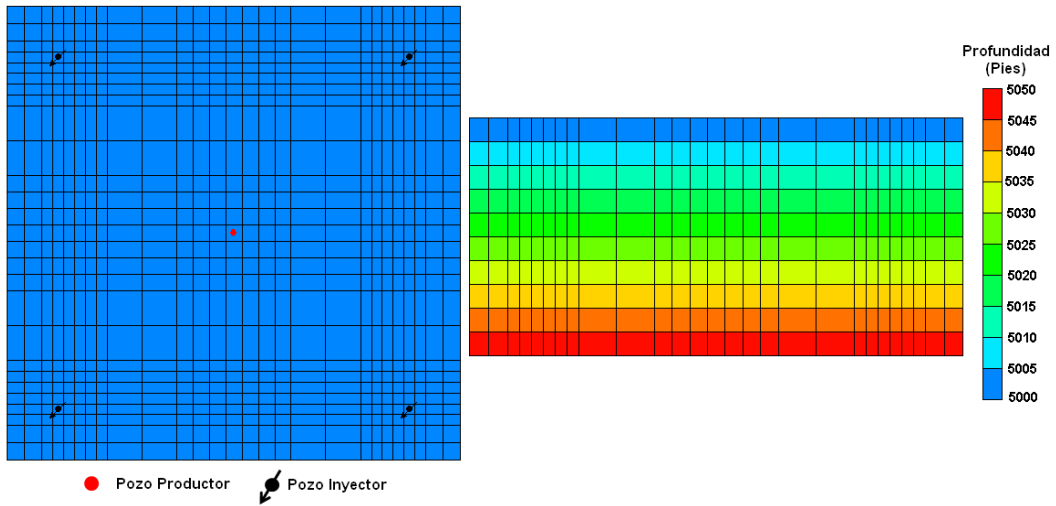


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

○ **Grid 27*27*10:**

El último caso que se analizó se puede observar en la **figura 25** y consiste en un enmallado de 27*27*10 de diferentes dimensiones de celda distribuido de tal modo que las zonas cercanas a los pozos presentan una mayor discretización y así es posible visualizar detalladamente el movimiento de los fluidos en el modelo, en especial el comportamiento de los fluidos inyectados.

Figura 25. Grid 27*27*10.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Para lograr esta distribución fue necesario establecer longitudes de celda como se muestran en la **tabla 5**.

Tabla 5. Longitud de celda para el grid 27*27*10.

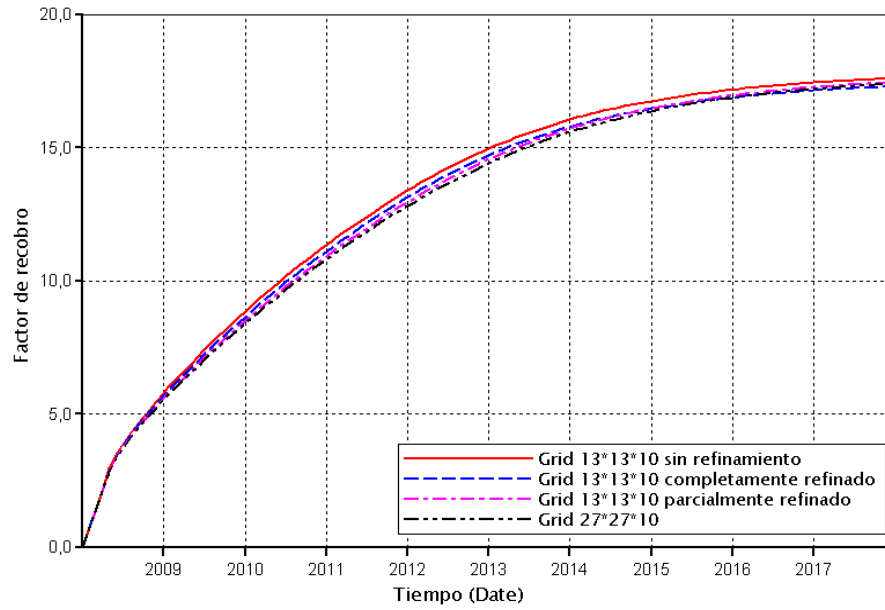
# Celda en X y Y	Long. Celda en X y Y (pies)
1 y 2	40
3 a 8	25.07
9 y 10	80
11 a 17	37.53
18 y 19	80
20 a 25	25.07
26 y 27	40

- **Comparación enmallados:**

Con el fin de plantear una discusión final a cerca de los enmallados propuestos y así determinar cuál de ellos es el más apropiado para el análisis que se está llevando a cabo, se analizó los resultados obtenidos de cada uno de ellos con respecto al comportamiento de diferentes parámetros operacionales y de yacimiento durante las fases de producción primaria e inyección de agua en el modelo. Parámetros como la presión, las tasas de producción, los cortes de agua, etc., demandan ser analizados con detenimiento, sin embargo, como el principal objetivo del estudio es analizar la viabilidad de un proceso de inyección de fluidos inmiscibles al yacimiento y ésta en gran medida se rige por la eficiencia de recobro de hidrocarburos, el parámetro que se va a analizar en detalle es el factor de recobro.

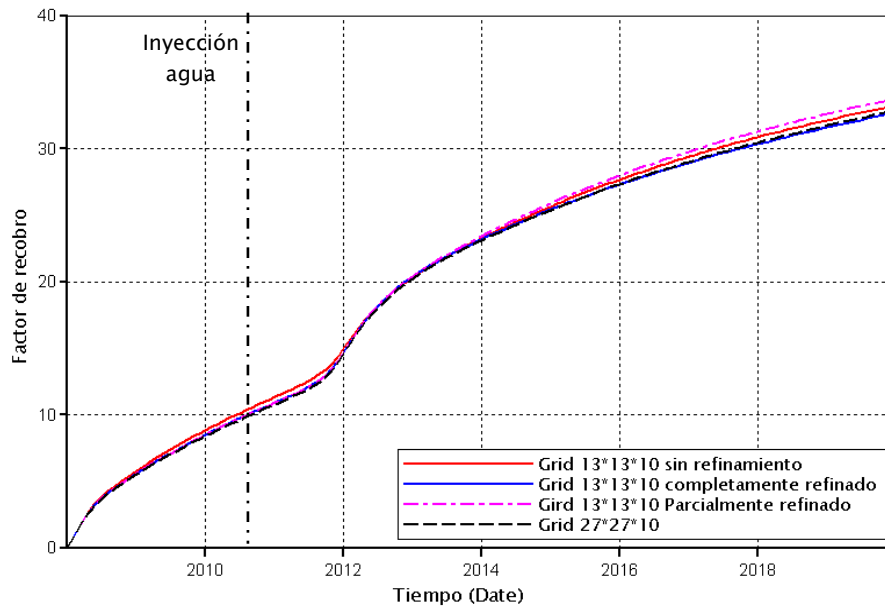
Las **figuras 26 y 27** muestran la respuesta del factor de recobro durante las etapas de producción primaria y de inyección de agua respectivamente, de los cuatro tipos diferentes de enmallado. Como se observa claramente no se presentan diferencias notables entre los cuatro casos y la conclusión luego de analizar el comportamiento de parámetros adicionales como la presión y las tasas de producción es que, es posible optar por cualquiera de los enmallados propuestos.

Figura 26. Análisis al grid de simulación en etapa de producción primaria.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

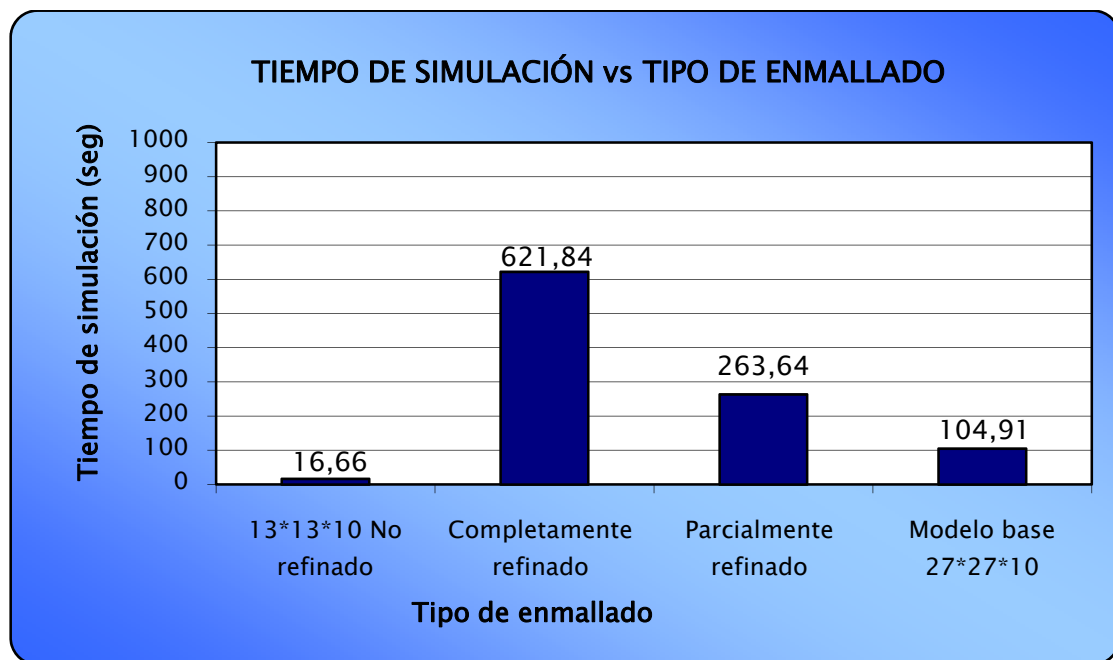
Figura 27. Análisis al grid de simulación durante la inyección de agua.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Adicionalmente, se efectuó un análisis de los tiempos invertidos por el simulador en cada corrida con cada uno de los enmallados propuestos para evaluar cuál de ellos era mucho más eficiente. Los resultados se muestran en la **figura 28**.

Figura 28. Análisis a los tiempos de simulación de los enmallados propuestos.



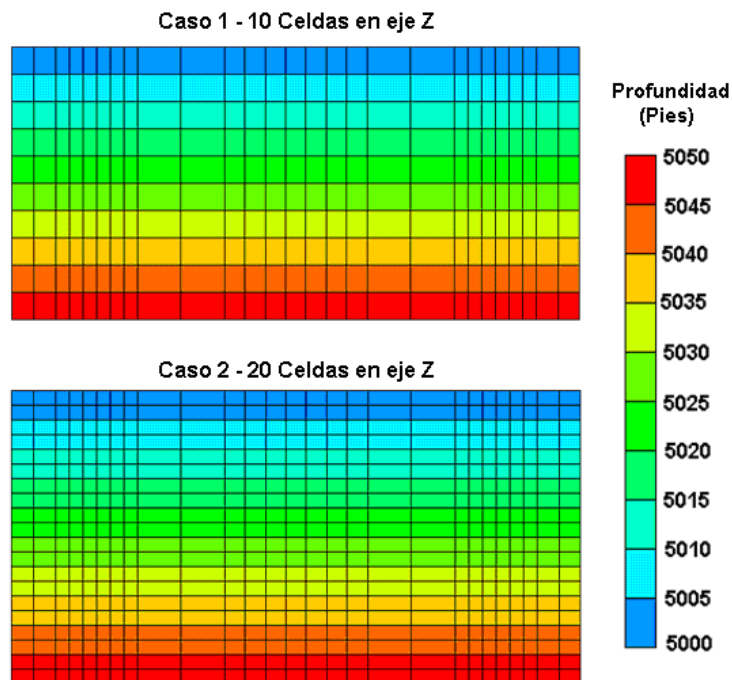
Como se observa en la **figura 28**, a pesar, de considerarse el grid de 13*13*10 completamente refinado, como el enmallado de mayor exactitud en los resultados debido a la densidad de celdas empleadas, los tiempos de simulación son elevados comparados con los demás enmallados y esto no es positivo para el estudio que se está llevando a cabo. Adicionalmente, el grid de 13*13*10 sin refinamiento presenta el menor tiempo de simulación pero por emplear un número tan reducido de celdas también fue descartado. El

enmallado seleccionado como modelo base fue el grid de 27*27*10 ya que presenta un tiempo de simulación menor que el grid de 13*13*10 parcialmente refinado y presenta un mayor refinamiento de las zonas de mayor flujo de fluidos sin presentar el problema numérico de enfrentar una celda a tres celdas contiguas.

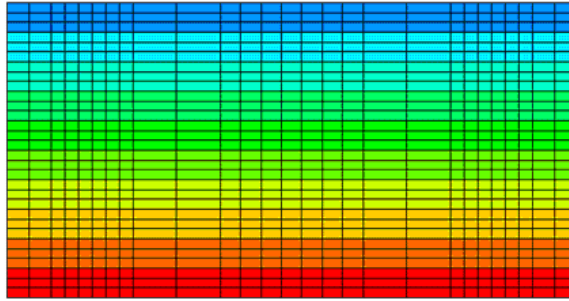
○ **Análisis al grid de simulación en el eje Z:**

Una vez seleccionado el grid de 27*27*10, se procedió a efectuar una sensibilidad al grid en el eje Z. Para llevar a cabo este análisis se varió la cantidad de celdas y se dejó constante el tamaño de celda. Se plantearon tres casos como lo muestra la **figura 29**: el primer caso consta de 10 celdas, el segundo caso consta de 20 celdas, y el tercer caso consta de 30 celdas en el eje Z.

Figura 29. Variaciones al grid de simulación en el eje Z.

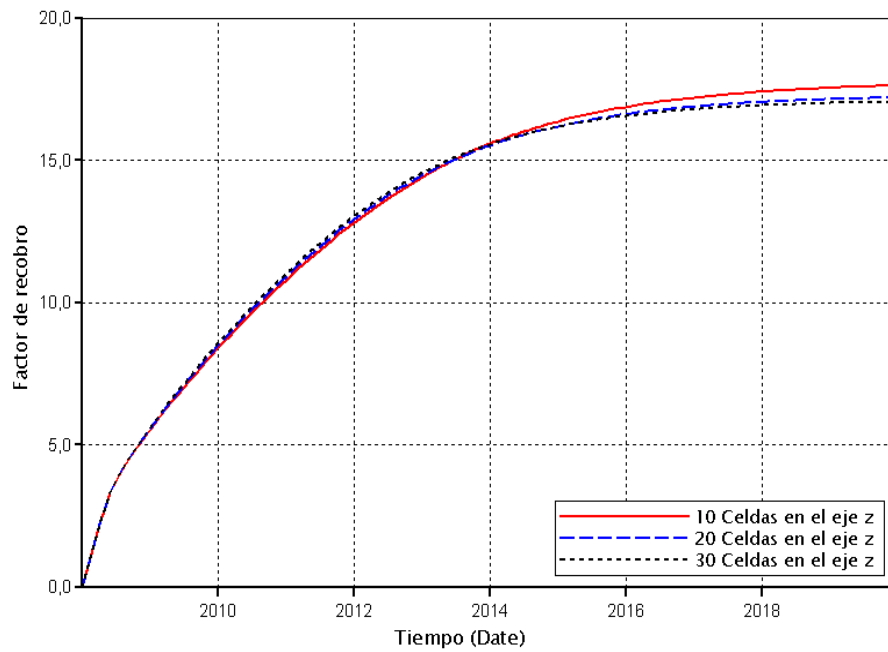


Caso 3 - 30 Celdas en eje Z



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group

Figura 30. Análisis de la variación del grid de simulación en el eje Z sobre la gráfica de factor de recobro.



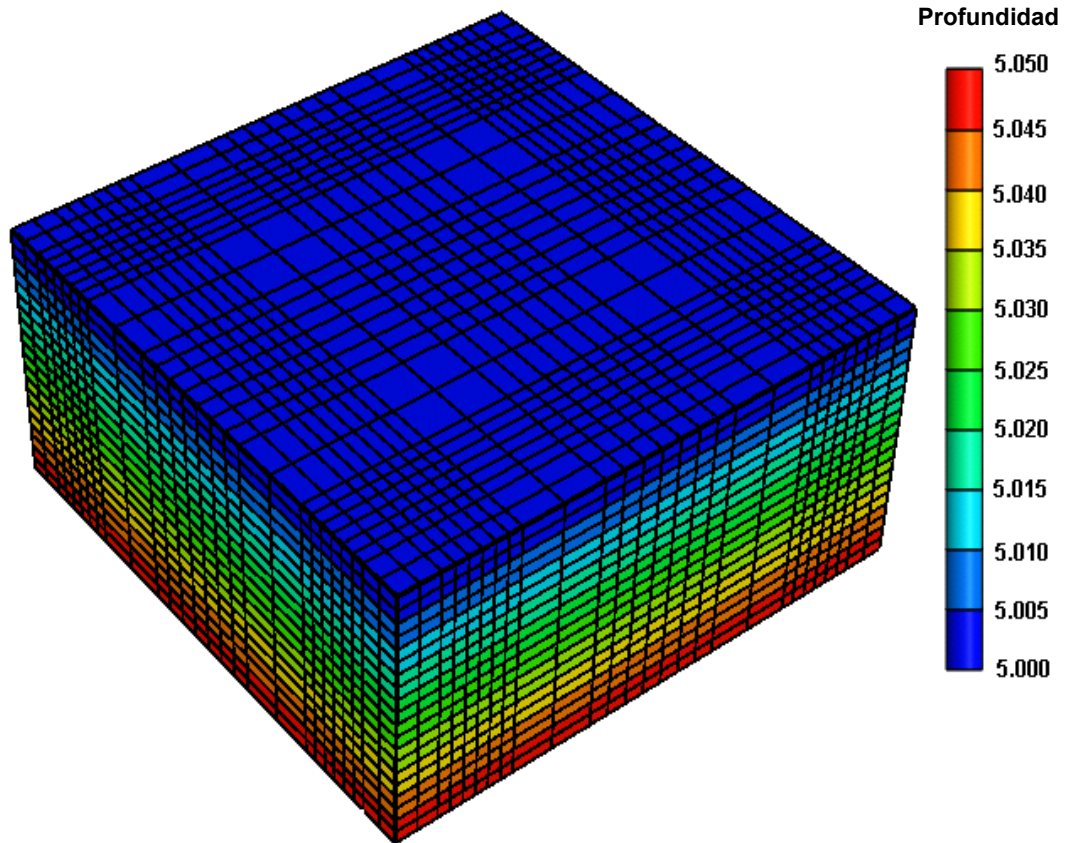
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

El análisis del grid de simulación en la dirección Z se efectuó con el objetivo de evaluar las alteraciones que pueden presentarse en la simulación con respecto a la representación del movimiento de los fluidos en sentido vertical y en especial de fenómenos importantes como la segregación gravitacional.

La **figura 30** muestra la respuesta del factor de recobro de los tres casos de discretización del grid de simulación en el eje Z durante la etapa de producción primaria. En esta figura se observa claramente una pequeña variación en el factor de recobro del modelo de 10 celdas con respecto a los demás modelos presentados. Esta variación deja de presentarse a partir del modelo de 20 celdas y se espera que los cambios sean cada vez más pequeños a medida que la densidad de celdas aumenta. Esta variación se debe a que con un modelo de 10 celdas o menos el movimiento de los fluidos en sentido vertical dentro del yacimiento no se representa con la precisión suficiente y los errores en la aproximación de los resultados son mayores.

Debido a que con un modelo de 20 celdas en el eje Z se logra una representación adecuada del flujo de los fluidos en el yacimiento, y que adicionalmente, no se emplean tiempos de simulación muy altos, el modelo de simulación más conveniente para el presente trabajo es un grid de $27 \times 27 \times 20$ para un total de 14580 celdas como lo muestra **figura 31**.

Figura 31. Modelo final de simulación.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Una vez definido el modelo de simulación se fijaron las propiedades del enmallado, de la roca y de los fluidos del modelo base tal como lo muestran las **tablas 6, 7 y 8**.

Tabla 6. Propiedades del emallado de simulación.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Espaciamiento entre pozos	15	Acres
Profundidad del tope	5000	Pies
Presión inicial	2165	psi
Espesor neto	50	Pies
Compresibilidad de la roca	$2.74 e^{-6}$	1/psi
Temperatura de yacimiento	140	°F

Tabla 7. Propiedades del fluido.

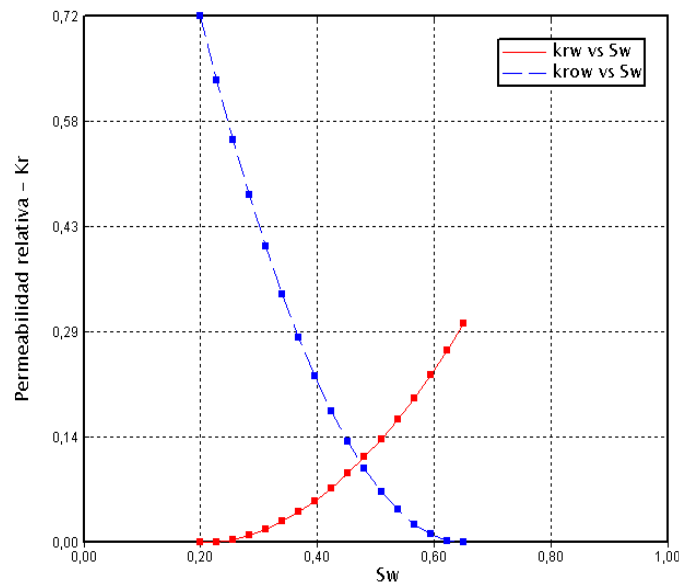
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Viscosidad del aceite	1.5	cP
Gravedad	20	API
Viscosidad del agua	0.432871	cP
Presión de saturación	900	psi
Gravedad específica del gas (Aire)	0.7	

Tabla 8. Propiedades de la roca.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Permeabilidad Horizontal	100	mD
Permeabilidad Vertical	20	mD
Porosidad	20	%

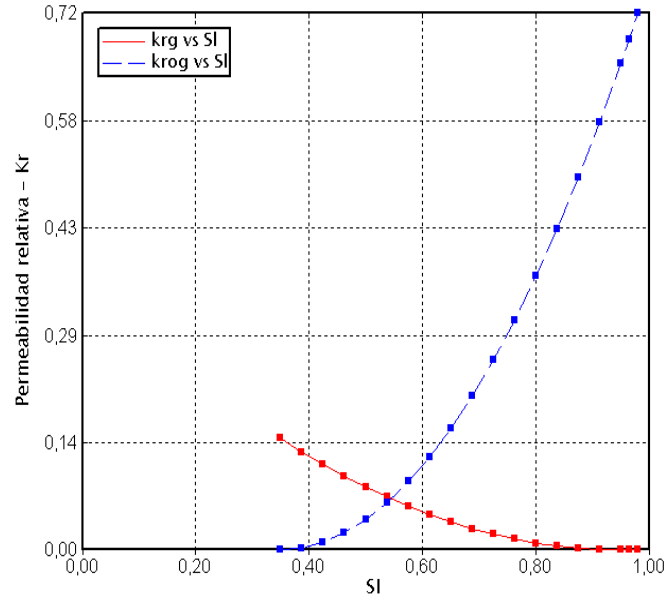
Así mismo, quedaron establecidas las curvas de permeabilidades relativas Agua- Aceite y Gas-Líquido para el sistema. **Figuras 32 y 33.**

Figura 32. Curva de permeabilidades relativas agua-aceite para el modelo de simulación homogéneo.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Figura 33. Curva de permeabilidades relativas Gas-Líquido para el modelo de simulación homogéneo.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

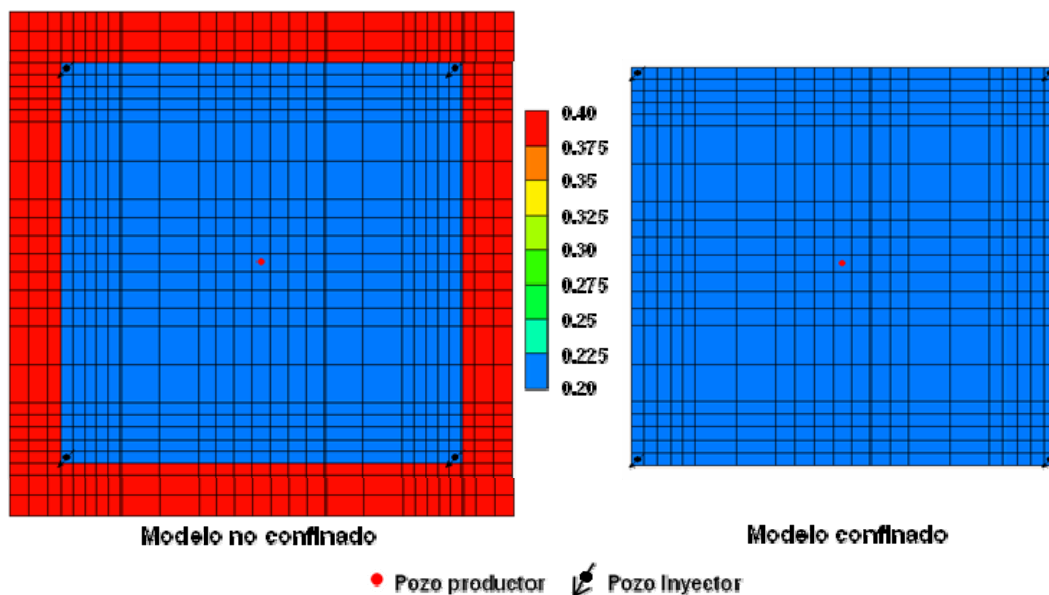
2.2.2. Análisis de confinamiento y no confinamiento:

Como se mencionó en la metodología de simulación se efectuó un análisis de confinamiento con el fin de evaluar la respuesta del yacimiento si se tenía en cuenta el efecto de los alrededores del patrón de inyección en el modelo, o si por el contrario, se evaluaba al yacimiento como un tanque cerrado, en el cual no se presenta flujo de fluidos desde los alrededores hacia el patrón.

En la **figura 34** se muestra el modelo de simulación bajo confinamiento y bajo no confinamiento. En esta figura se puede ver claramente que el modelo no confinado cuenta con un anillo de porosidad diferente que rodea al patrón y representa un volumen adicional de hidrocarburos que simula el efecto de

la presencia de los alrededores. El modelo confinado por el contrario se puede definir como una especie de tanque sellado que no tiene comunicación con los alrededores y por lo tanto los fluidos que rodean al patrón no tienen influencia sobre este.

Figura 34. Modelo confinado y no confinado.

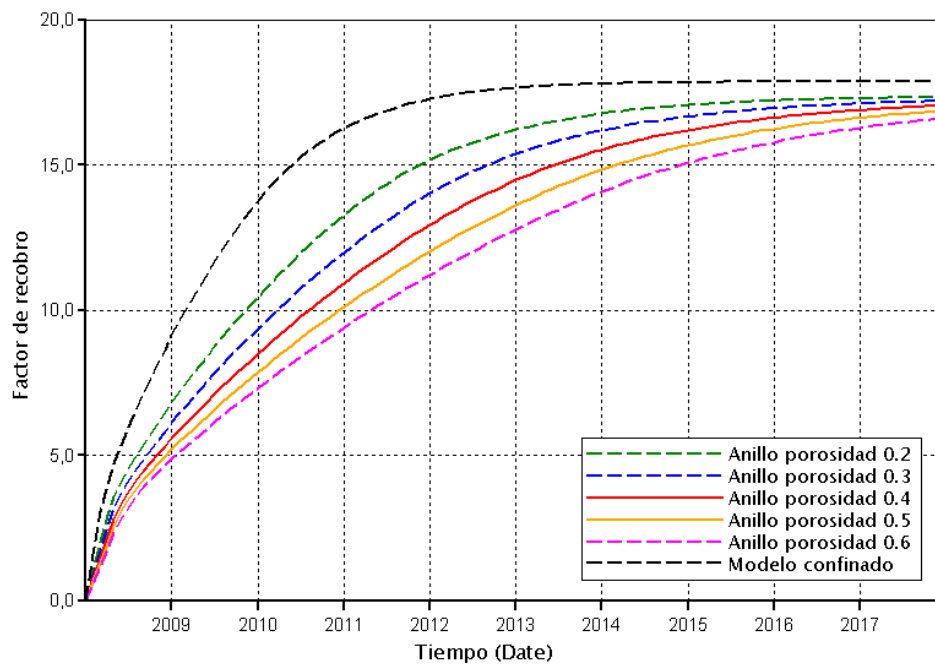


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En la **figura 35** se puede observar la respuesta del factor de recobro bajo condiciones de confinamiento y bajo condiciones de no confinamiento. Se realizaron cambios al volumen de hidrocarburos en el anillo de no confinamiento, variando la porosidad de dicho anillo desde un valor de 0.2 hasta un valor de 0.6 para evaluar de que manera respondía el yacimiento a este tipo de variaciones. Como se puede observar el modelo confinado se vacía mucho más rápido que los modelos no confinados y se obtiene un mayor factor de recobro debido a que tiene una menor cantidad de

hidrocarburos in situ que en los modelos no confinados. Entre mayor sea el valor de la porosidad del anillo externo, mayor es la cantidad de aceite en el modelo.

Figura 35. Respuesta del factor de recobro bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

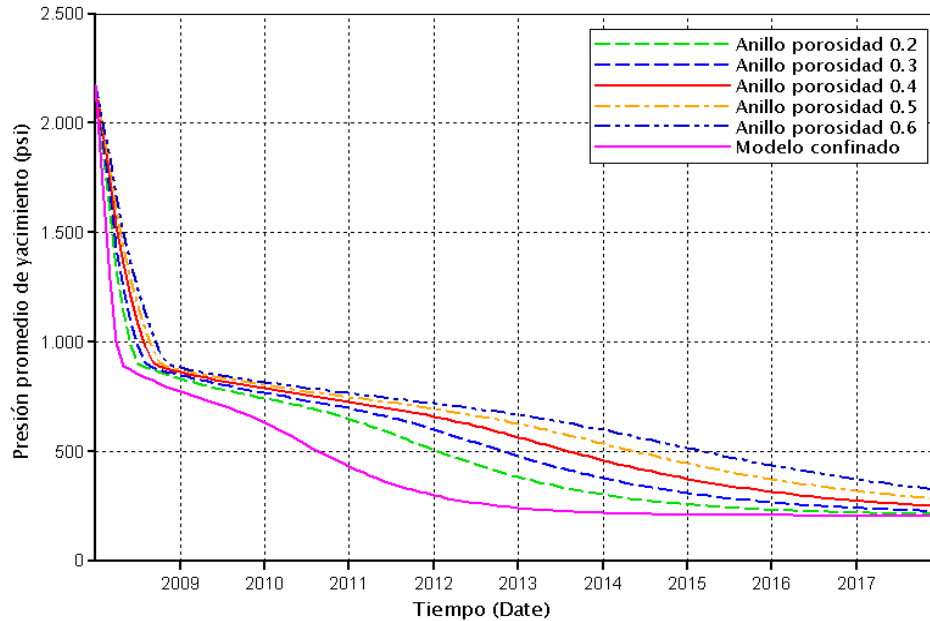
En la **tabla 9** se encuentran consignados los volúmenes porosos y las cantidades de aceite in situ correspondientes a cada valor de porosidad del anillo de no confinamiento.

Tabla 9. Variación de la porosidad del anillo de no confinamiento y su correspondiente volumen poroso y cantidad de aceite in situ.

Porosidad anillo de no confinamiento (Fracción)	Volumen poroso anillo externo (Mbbbl)	Aceite original in situ (Mbbbl)
0.2	702.454	1551.558
0.3	1053.681	1832.540
0.4	1404.908	2113.521
0.5	1756.134	2394.503
0.6	2107.361	2675.484

La **figura 36** muestra cómo se comporta la presión promedio del yacimiento con y sin la presencia de los anillos de no confinamiento. Como se puede observar, a medida que aumenta la porosidad en el anillo de no confinamiento, se mantiene más la presión dentro del yacimiento debido a que existe una mayor cantidad de hidrocarburos entrando al patrón y compensando las pérdidas de fluidos y de energía causadas por el pozo en producción. Como el modelo confinado no tiene la posibilidad de compensar estas pérdidas debido a que está aislado de los alrededores, se depleta rápidamente comportándose como un tanque aislado. El factor de recobro en el modelo confinado es mayor debido a que hay menos cantidad de hidrocarburos in situ para extraer.

Figura 36. Respuesta de la presión promedio del yacimiento bajo condiciones de confinamiento y no confinamiento.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

El comportamiento del modelo no confinado se aproxima al comportamiento real en un yacimiento. Una vez que el radio de drenaje del pozo productor alcanza los límites del patrón de inyección, los fluidos de los alrededores comienzan a migrar hacia el pozo productor, compensando las pérdidas de presión y de fluidos ocasionadas por la producción. De acuerdo a lo anterior, resulta mejor trabajar con un modelo no confinado. Se tomó el anillo de porosidad 0.4 para trabajar en el modelo que se está construyendo actualmente debido a que representa acertadamente el comportamiento del factor de recobro en producción primaria para un yacimiento cuyo mecanismo de empuje es el de gas en solución. La selección de este parámetro depende de las condiciones de diseño de cada modelo, del mecanismo de empuje, del tamaño del patrón, etc.

2.2.3. Construcción del modelo de producción primaria.

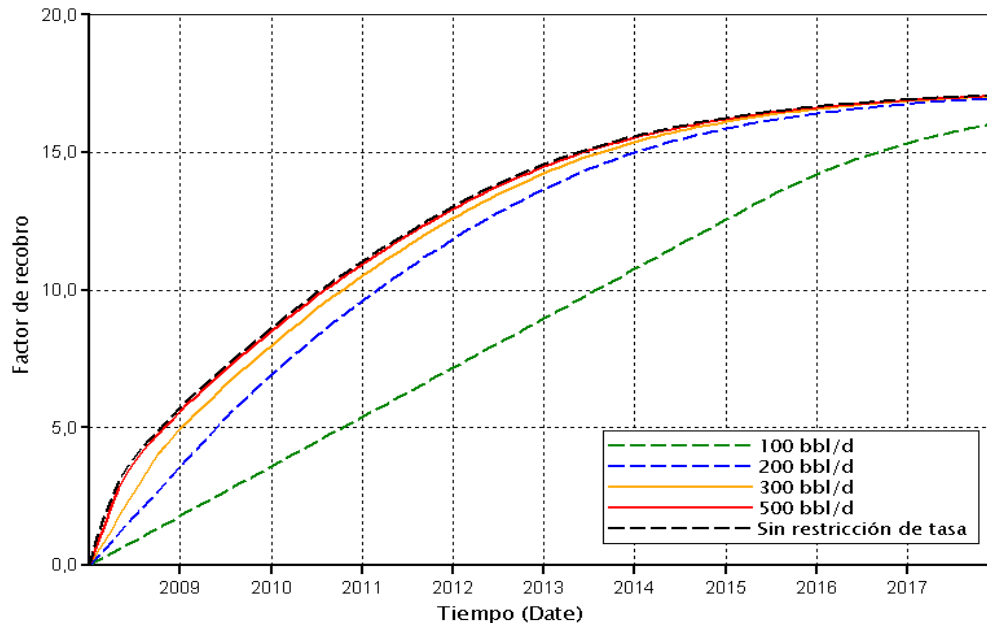
Como la inyección WAG es un método de recobro terciario, es necesario fijar primero las condiciones de producción primaria y producción secundaria o inyección de agua, antes de someterlo a un proceso de inyección WAG.

Para construir el modelo de producción primaria se efectuó una serie de análisis de sensibilidad a ciertos parámetros operacionales y de diseño que se consideraron determinantes para establecer los mejores escenarios en esta fase de producción.

- **Sensibilidad a la tasa de producción:**

En la **figura 37** se muestra la respuesta del factor de recobro para diferentes tasas de producción manteniendo constantes todos los demás parámetros operacionales. Como se puede observar, a menor tasa de producción el factor de recobro es menor ya que la cantidad de fluidos producidos es más baja que a tasas de producción más altas. Bajo esta premisa se podría concluir que el yacimiento debería producir a tasas máximas, y que para desarrollar el presente trabajo de simulación no debería existir restricción de tasa para el modelo.

Figura 37. Comparación del factor de recobro en producción primaria a diferentes tasas de producción.

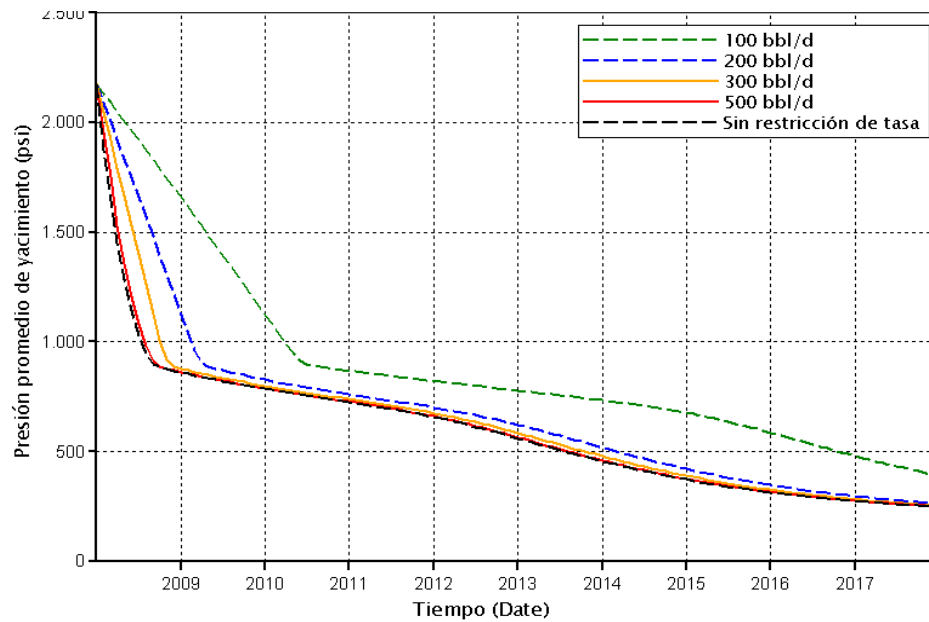


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En realidad, los pozos no producen al máximo de su capacidad debido a cuidados operacionales que se deben tener con las bombas, las tuberías de producción, las capacidades de las estaciones de tratamiento, entre otros. La tasa óptima de producción depende de las características y condiciones de operación de cada pozo. De acuerdo a esto, las tasas de producción pueden ser altas o bajas. Para la construcción del modelo de simulación presente en este trabajo se seleccionó la tasa máxima de 500 bbl de producción durante producción primaria. Esta tasa no es la tasa máxima a la que el pozo puede levantar fluidos del yacimiento a superficie, y este valor puede ser modificado de acuerdo al estudio que se esté llevando a cabo. Las tasas de producción para cada campo dependen de muchos factores y pueden variar de acuerdo

a las condiciones óptimas de trabajo que se consideren prudentes por los ingenieros de producción.

Figura 38. Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes tasas de producción.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

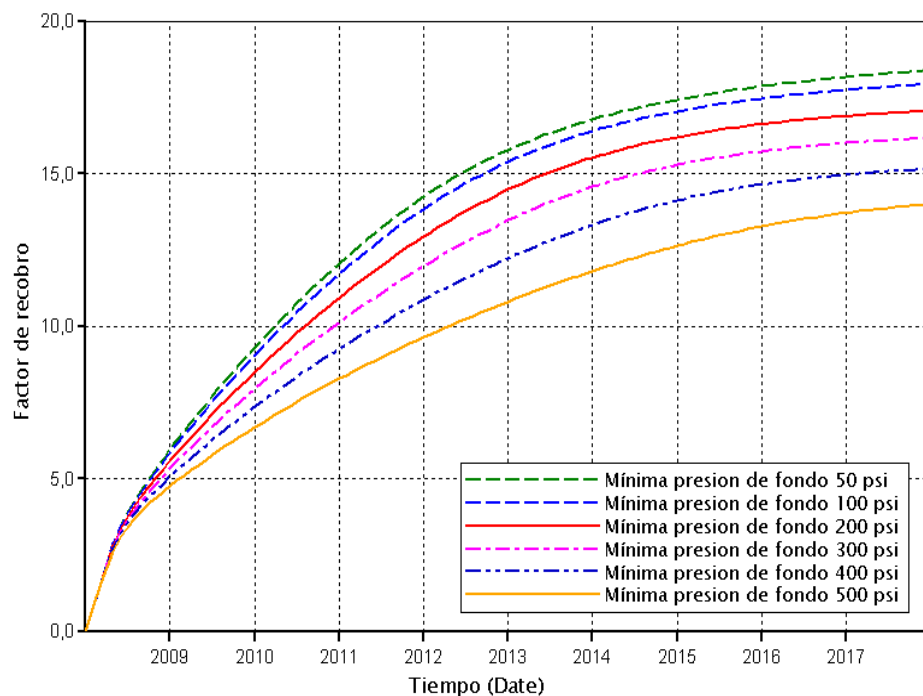
Como se muestra en la **figura 38** la presión promedio de yacimiento se mantiene más con las tasas de producción más bajas. Esto se debe, a que a menores tasas de producción el yacimiento se depleta lentamente y la energía se pierde con menor rapidez. Si bien es cierto que con tasas más bajas el modelo se depleta en menor medida, también es cierto que el objetivo de la industria petrolera es extraer la mayor cantidad de hidrocarburos en menor tiempo debido a los ingresos que esto representa. La

elección de una tasa u otra depende de decisiones económicas, operacionales y técnicas.

- **Sensibilidad a la presión de fondo:**

En la **figura 39** se muestra la respuesta del factor de recobro a diferentes presiones de fondo manteniendo constantes todos los demás parámetros operacionales.

Figura 39. Comparación del comportamiento del factor de recobro durante producción primaria a diferentes presiones de fondo.

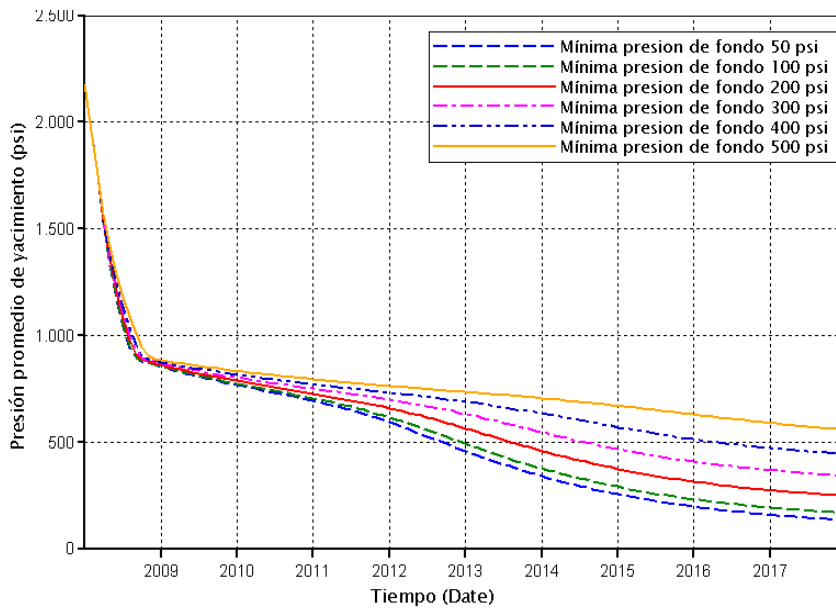


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Como se puede observar, a menor presión de fondo el factor de recobro es mayor debido a que la caída de presión en el yacimiento es mayor y se producen mayores cantidades de aceite.

La **figura 40** muestra el comportamiento de la presión promedio de yacimiento ante la variación de la presión de fondo del pozo productor. A menores presiones de fondo, el modelo se depleta rápidamente y pierde toda su energía en los primeros años de producción. Las presiones de fondo máximas son perjudiciales debido a que se opone más resistencia a la producción de fluidos, y el recobro de hidrocarburos disminuye en gran medida. Las presiones en fondo mínimas pueden ocasionar daños al pozo y a la formación debido a la gran caída de presión en la cara de la arena.

Figura 40. Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes presiones de fondo.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Adicionalmente, si la caída de presión en el pozo es muy alta se producirá grandes cantidades de gas y esto puede ser perjudicial para el equipo de levantamiento y en general para el sistema de producción.

La selección de la presión de fondo adecuada depende de muchos factores operacionales que deben ser analizados para optimizar el proceso de producción e implementar sistemas de levantamiento artificial. Para el modelo de simulación actual se seleccionó una presión de fondo de 200 psi. La selección de este parámetro depende de muchos factores como se ha mencionado anteriormente y varía de un pozo a otro.

La **tabla 10** muestra las condiciones operacionales que se fijaron para el modelo de producción primaria.

Tabla 10. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción primaria.

Tasa de producción	500 bbl/d
Presión de fondo	200 psi

2.2.4. Construcción del modelo de inyección de agua.

Luego que el yacimiento ha perdido una gran parte de su energía, es necesario implementar un proceso de recuperación secundaria que le permita extraer una cantidad adicional de fluidos. La inyección de agua y la inyección continua de gas son los procesos que más se aplican en la industria para el recobro de crudos medios y livianos. Debido a que la

inyección WAG por lo general se aplica posterior a una estimulación previa del yacimiento con agua, en este trabajo se implementará como método de recobro secundario la inyección de agua.

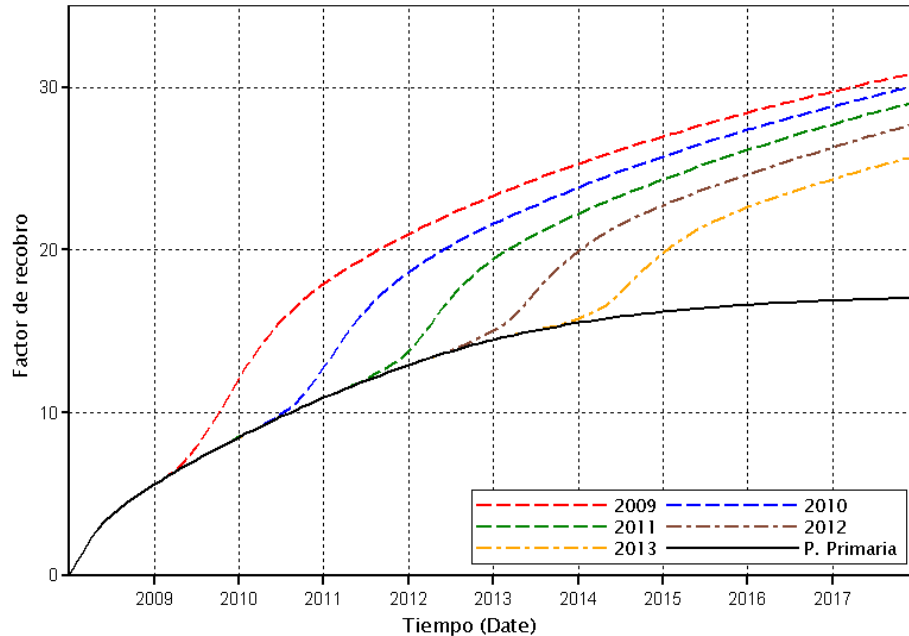
El modelo de producción secundaria se construyó basado en los análisis de sensibilidad que se realizaron a las tasas de inyección y producción; y al año de inicio de la inyección de agua.

- **Sensibilidad al año de inicio de la inyección de agua:**

Se efectuó un análisis de sensibilidad al año de inicio de la inyección de agua para observar el comportamiento del factor de recobro al inyectar a tiempos tempranos y a tiempos tardíos, y de esta manera determinar las fechas óptimas de inyección.

Como se muestra en la **figura 41**, se obtienen mayores factores de recobro en la media en que se inicie la inyección de agua en tiempos tempranos. Esto demanda facilidades de producción adicionales de tratamiento, vertimiento e inyección de agua en épocas muy tempranas del proyecto que requieren una inversión de capital adicional. Esto quiere decir que la implementación de un proyecto de inyección de agua depende en gran medida de las condiciones que la compañía operadora tenga para iniciar el proyecto. Para el modelo que estamos desarrollando se decidió iniciar la inyección de agua en el año **2011**, es decir luego de tres años de producción primaria. Esto se debe a que se está trabajando un patrón de 15 acres con un espesor neto productor de 50 pies que se depleta rápidamente y requiere una estimulación temprana.

Figura 41. Respuesta del factor de recobro durante producción secundaria variando el año de inicio de la inyección.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

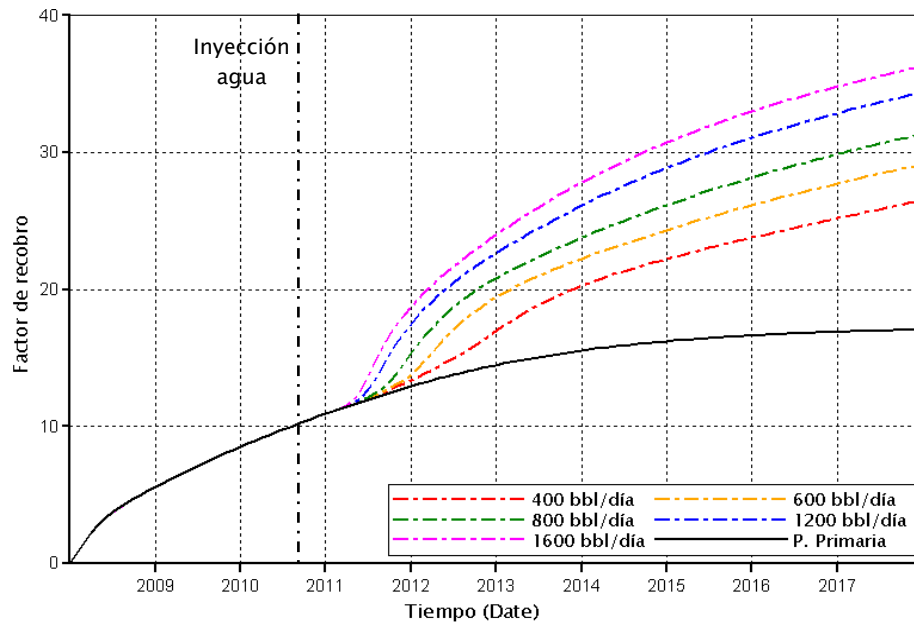
○ **Sensibilidad a la tasa de inyección de agua:**

Luego de definir en qué año se implementaría la inyección de agua, se realizó un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección, variándola de 400 bbl/d a 1600 bbl/d distribuida en los cuatro pozos inyectoros del patrón.

La restricción del pozo productor nivela las tasas que se inyectan al patrón con las tasas que se producen. Es decir, que si se inyecta 400 bbl/d de agua al yacimiento, se ponen a producir los mismos 400 bbl/d de crudo en el pozo productor. En general, se espera que los fluidos que entran al patrón sean los mismos que salen de él, sin embargo, aunque al pozo productor se le fijan tasas iguales a las que se inyectan, la energía del yacimiento no es suficiente

para extraer dichas cantidades. Esto ocasiona que la presión promedio del yacimiento se mantenga durante un periodo mayor al esperado.

Figura 42. Comparación del factor de recobro en producción secundaria variando la tasa de inyección.

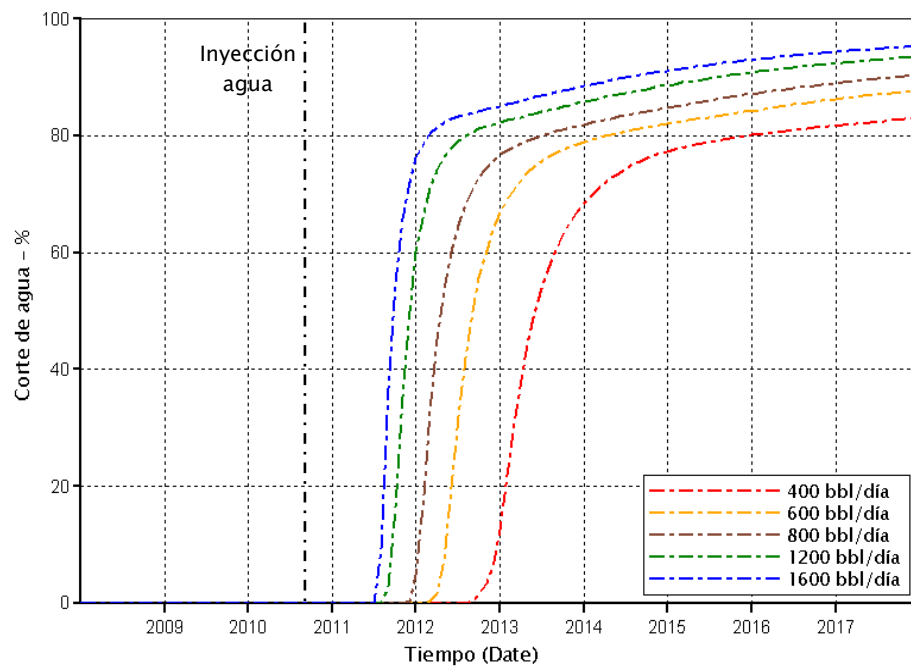


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La **figura 42**, presenta la respuesta del factor de recobro variando la tasa de inyección de agua. Como se puede observar, a mayores tasas de inyección, mayor es el recobro de hidrocarburos, sin embargo, como lo muestra la **figura 43**, estas altas tasas conllevan a altos cortes de agua, que desembocan en altos costos de producción. La tasa ideal de inyección depende del límite económico que se haya fijado para el proyecto. De esta manera, si se dispone de la capacidad para manejar una alta producción de agua en superficie es posible inyectar altas tasas de agua. Para el estudio presente se tomó una tasa intermedia de 720 bbl/d.

La **tabla 11** muestra las condiciones operacionales que se fijaron para el modelo de inyección de agua.

Figura 43. Comportamiento del corte de agua en producción secundaria variando la tasa de inyección.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Tabla 11. Condiciones operacionales del modelo de simulación en producción secundaria.

Pozos Inyectores	
Tasa de inyección	180 bbl/d/pozo
	720 bbl/d
Año de inicio de la inyección	2011
Pozo productor	
Tasa de producción	720 bbl/d
Presión de fondo	200 psi

Como se mencionó anteriormente, a pesar de haber fijado una tasa de producción de 720 bbl/d con el fin de equilibrar la entrada y salida de fluidos al yacimiento, este no alcanza la energía suficiente para producir esta cantidad de hidrocarburos. La tasa de producción máxima que alcanza luego de implementarse la inyección de agua es de 450 bbl/d.

2.2.5. Planteamiento del caso base de inyección WAG.

El caso base de inyección WAG se planteó con base en el screening técnico expuesto anteriormente. La **tabla 12** muestra los criterios de selección del caso base.

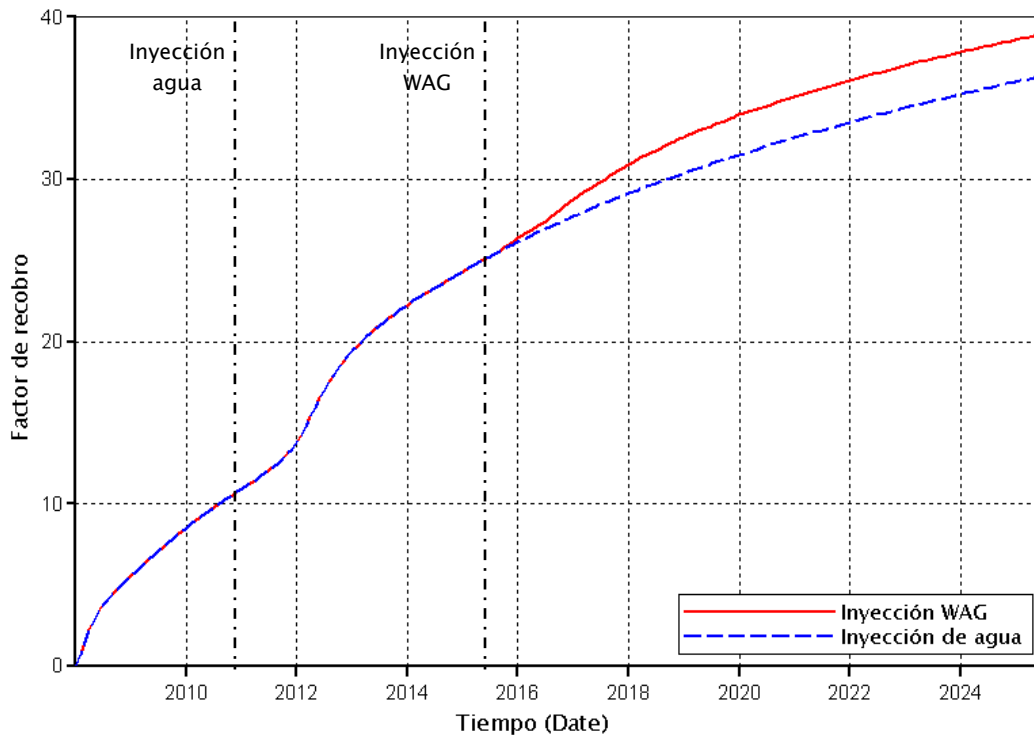
Tabla 12. Criterios de selección del caso base de inyección WAG.

Criterios de selección caso base inyección WAG	Valor seleccionado
Corte de agua entre 70% Y 90%	85%
Tamaño del bache < 10% VP	5% VP
Relación WAG entre 0.5 y 5 comúnmente 1	1
Volumen total de gas inyectado entre 0.3 y 0.4 VP de yacimiento.	0.5 VP
Frecuencia de ciclos entre 3 meses y 2 años	1 año
Espaciamiento entre pozos	15 acres

El criterio de corte de agua depende en gran medida del límite económico de cada proyecto de recobro secundario de un campo en particular, y de las capacidades de tratamiento del agua producida en dicho campo. Cuando se alcanzan cortes de agua muy altos, la inyección WAG es una muy buena opción de recobro debido a que estos cortes se reducen considerablemente cuando se producen los baches de gas.

Como se puede observar en la **tabla 12**, el volumen total de gas inyectado seleccionado se encuentra muy por encima de los volúmenes de gas inyectados según los criterios de screening hallados en la literatura. Esto se hizo con el fin de comprobar hasta qué punto es efectivo el proceso de inyección WAG, y por encima de que valor no es rentable aplicar este proceso.

Figura 44. Respuesta del factor de recobro del caso base de simulación a la inyección WAG.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

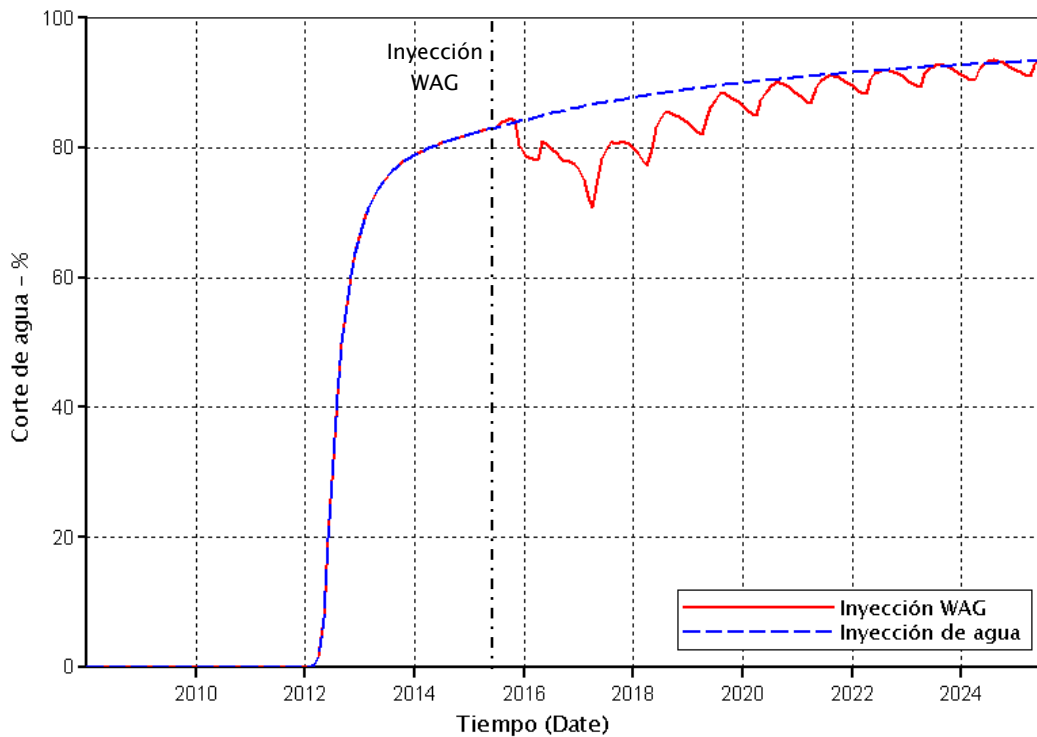
La **figura 44** muestra la respuesta del modelo a la inyección WAG. Como se puede observar, bajo los criterios seleccionados en la **tabla 12**, es posible obtener un factor de recobro adicional con la inyección WAG. Partiendo del caso base es necesario efectuar un estudio de la variación de los parámetros más influyentes en la inyección WAG, de manera tal que sea posible optimizar el proceso y mejorar la eficiencia de recobro de este.

La **tabla 13** muestra las condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG. Como se puede observar, para tener en yacimiento 4064 ft³/d de gas efectivos, es necesario inyectar un volumen de gas en superficie equivalente a 1'610.960 SCFD. Si se inyecta este volumen de gas durante 6 meses, se requerirían 294'000,200 SCF para completar un bache de gas y 1764'001,200 SCF para completar un proyecto de 6 años de inyección WAG. En muchas ocasiones, el mayor obstáculo para llevar a cabo un proceso WAG es precisamente la obtención del volumen total de gas requerido para llevar a cabo un proyecto en su totalidad.

Tabla 13. Condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG.

Condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG	
Año de inicio de inyección WAG	2015-07-01
Corte de agua	85.06%
Volúmenes porosos de agua inyectados	0.515
Factor de recobro	26.15%
Tasa de inyección de agua	181 bbl/d/pozo
Tasa de inyección de gas en yacimiento	1016 ft ³ /d/pozo
Tasa de inyección de gas en superficie	1'610.960 SCFD

Figura 45. Comportamiento del corte de agua durante la inyección WAG.



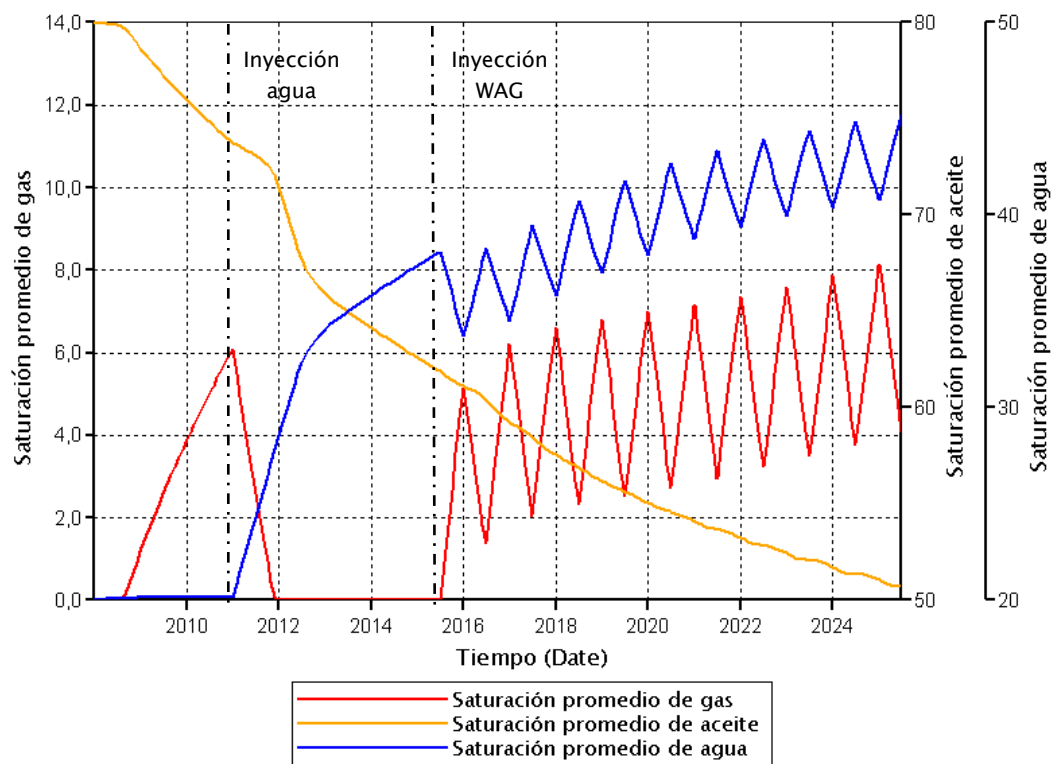
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En la **figura 45** es posible diferenciar los baches de gas de los baches de agua, debido a que los cortes de agua aumentan cuando se está inyectando gas debido a que los fluidos que se están produciendo son aceite y agua. Y cuando se está inyectando un bache de agua, se está produciendo gas y aceite, lo cual disminuye los cortes de agua considerablemente.

La **figura 46** muestra el comportamiento de la saturación de los fluidos en el yacimiento de acuerdo a como avanza el proceso de inyección WAG. Inicialmente, con la inyección de un bache de gas aumenta la saturación de gas en el sistema y disminuye la saturación de agua y aceite.

Posteriormente, cuando se inyecta un bache de agua, las saturaciones de gas y de aceite disminuyen al mismo tiempo que la saturación de agua aumenta. Este proceso se repite de acuerdo a la cantidad de ciclos del proceso.

Figura 46. Comportamiento de la saturación de agua, gas y aceite durante un proceso de inyección WAG.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En la **tabla 14** se plasma lo que anteriormente se mencionaba con respecto a la variación de la saturación de agua, gas y aceite en el modelo. Como se puede observar a medida que aumenta la cantidad de ciclos WAG, las saturaciones residuales de agua y gas en el yacimiento son mayores y la saturación de aceite es cada vez menor.

Tabla 14. Variación de la saturación promedio de agua, gas y aceite del modelo a medida que aumentan los ciclos WAG.

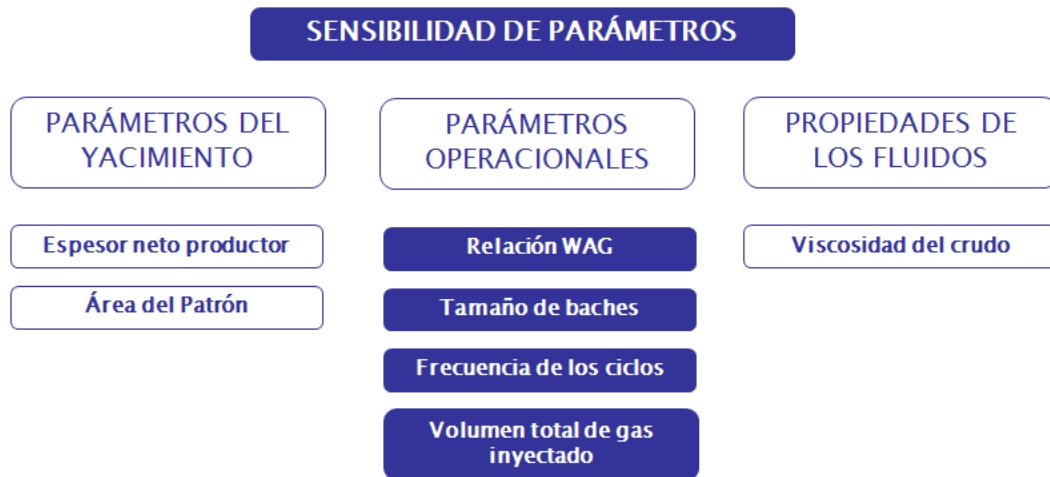
# de ciclo WAG	Sw (%)	Sg (%)	SoR (%)
0	38.08	0.0113757	61.91
1	38.24	1.38	60.38
2	39.48	2.04	58.48
3	40.75	2.35	56.90
4	41.81	2.54	55.66
5	42.67	2.72	54.61
6	43.34	2.96	53.69
7	43.91	3.23	52.86
8	44.40	3.52	52.09
9	44.84	3.78	51.38
10	45.20	4.07	50.73

2.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS.

El análisis de sensibilidad se lleva a cabo para establecer los escenarios en los cuales se comporta mejor la inyección WAG, y para determinar cuáles son los parámetros y condiciones de yacimiento óptimos para aplicar este proceso.

El análisis de sensibilidad que se efectuó para la inyección WAG fue dividido en tres grandes grupos (**figura 47**).

Figura 47. Sensibilidad de parámetros.



Como se observa, el análisis de sensibilidad se realizó para evaluar el efecto de los parámetros operacionales, parámetros de yacimiento y propiedades de los fluidos sobre el desempeño del proceso de inyección WAG.

2.3.1. Análisis de sensibilidad de parámetros operacionales.

Debido a que los parámetros operacionales son los únicos que pueden manipularse durante un proyecto de inyección WAG, son los factores que generan mayor interés y demandan mayor cuidado. Una compañía que piensa implementar un proceso de inyección WAG, centra su interés en manipular estos factores operacionales de tal modo que al menor costo se obtengan las mejores eficiencias de recobro.

Como se muestra en la **figura 47** los parámetros operacionales analizados fueron:

- Relación WAG.
- Tamaño de los baches.
- Duración de ciclo WAG.
- Volumen total de gas inyectado.

A continuación se describen los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

2.3.1.1. Análisis de sensibilidad a la relación WAG.

Para el caso base de inyección WAG se estableció un tamaño de bache del 5% del volumen poroso del yacimiento. Este porcentaje representa una inyección de agua de 724 bbl/d (181 barriles por día por pozo) y 4064 ft³/d de gas a condiciones de yacimiento (1016 ft³/d/pozo).

Con base en los criterios del caso base de simulación y del screening existente para el proceso WAG, se planteó una variación de la relación WAG de tal modo que se variara el volumen de gas inyectado, dejando fijo el volumen de agua inyectada. Esto se hizo con el fin de evaluar la incidencia del gas en la inyección WAG. (**Ver tabla 15**).

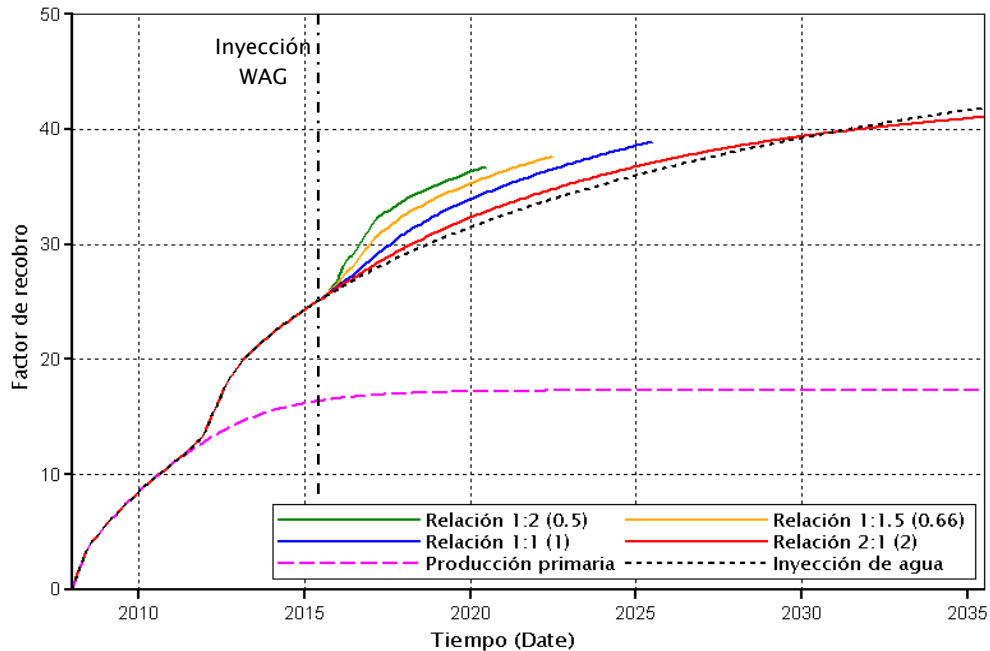
Tabla 15. Variación de la relación WAG.

Relación WAG	Tasa de gas (ft ³ /d/pozo)	Tasa de agua (bbl/d/pozo)	Número de ciclos
Relación 1: 2	2032	181	5
Relación 1: 1.5	1524	181	7
Relación 1: 1	1016	181	10
Relación 1: 0.5	508	181	20

En la **tabla 15**, la primera columna se refiere a la relación entre el volumen inyectado de agua y el volumen inyectado de gas durante un ciclo de inyección WAG. Como se fijó un tamaño de bache de 5% del volumen poroso de yacimiento el volumen de agua inyectado es de 181 bbl/d/pozo. Partiendo de este volumen, se efectuaron las variaciones al volumen inyectado de gas. Una relación 1:1 Representa un volumen de agua inyectada equivalente a un volumen de gas. Una relación 1:2 indica que se inyecta el doble de volumen de gas que de agua, y así sucesivamente.

Debido a que el volumen total de gas inyectado es el mismo para todos los casos, el número de ciclos para cada relación WAG varía de acuerdo al volumen de gas inyectado en cada ciclo.

Figura 48. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG variando la relación agua/gas inyectada.

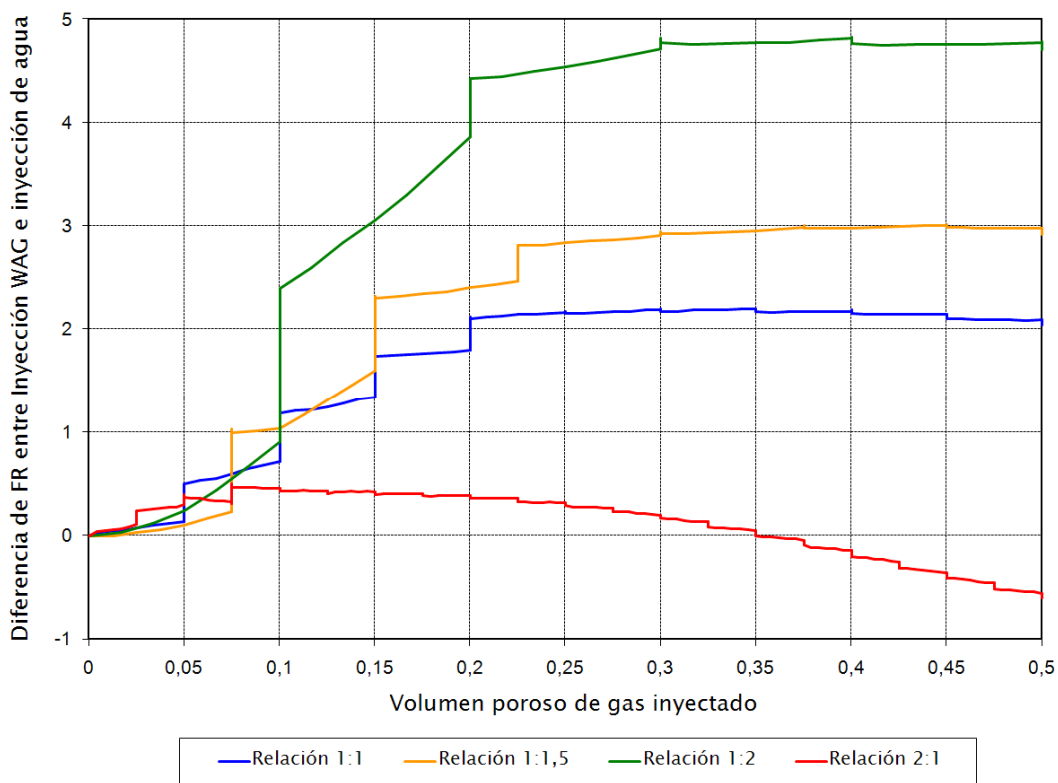


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La **figura 48** muestra el comportamiento del factor de recobro del modelo de simulación durante la inyección WAG variando la relación agua: gas inyectada. Como se observa, el comportamiento de las curvas no es el mismo a través del tiempo. Esto se debe a que cada una de las curvas representa una tasa de inyección de gas diferente. En las relaciones en las que se inyecta mayores cantidades de gas que de agua, la tasa de inyección de gas es mayor, y el número de ciclos es menor. Como el volumen total de gas inyectado es el mismo para todas las curvas al culminar el último ciclo de inyección (50% de VP), y como la duración de los ciclos es la misma (1 año), las curvas que tienen mayores tasas de inyección, alcanzan el último ciclo más rápido que las otras.

Debido a que las curvas no son comparables entre sí cuando se grafica el factor de recobro contra el tiempo, es necesario graficar el factor de recobro contra el volumen de gas inyectado. Si se quiere evaluar la eficiencia de la inyección WAG, se grafica la diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y de la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado. El resultado es una gráfica como la que se muestra en la **figura 49**.

Figura 49. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado.

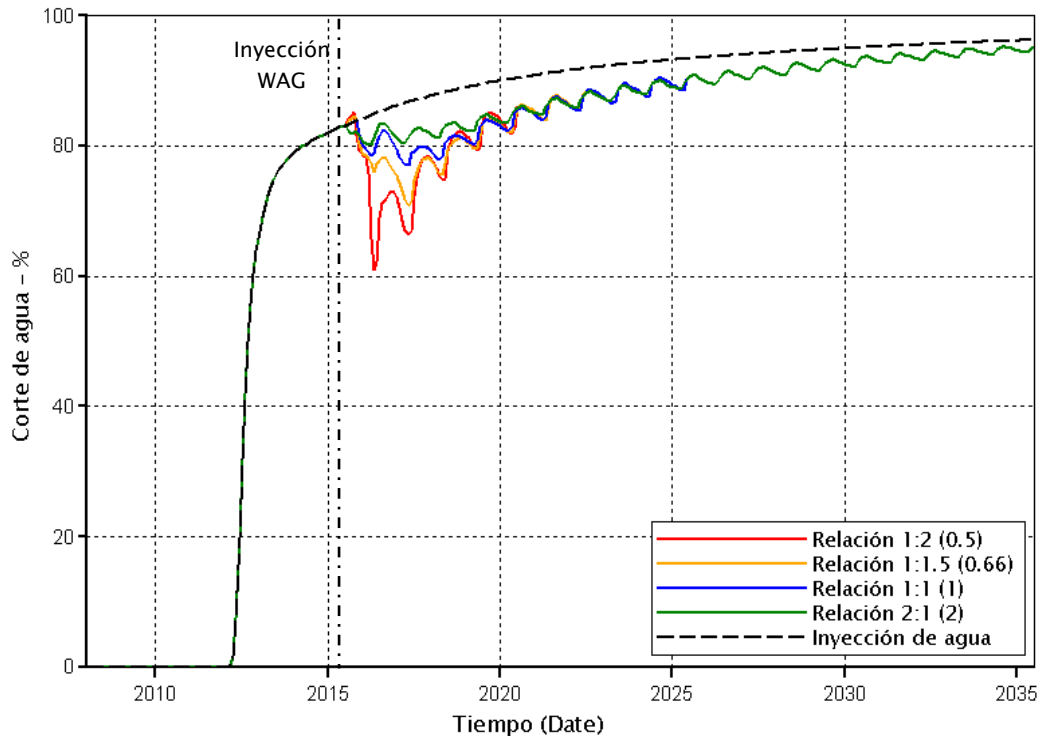


En esta gráfica, la inyección de agua está representada por una línea horizontal que intercepta el punto cero "0" del eje vertical. Cuando se inicia

un bache de gas, se observa un desplazamiento de la curva tanto en sentido horizontal como en sentido vertical, ya que el gráfico está realizado en función del volumen de gas inyectado. Durante la inyección de agua solo se observa un aumento en el factor de recobro, ya que la inyección de agua no afecta el volumen de gas inyectado. Como se puede observar, la relación WAG 1:2 es la que mejores resultados presenta, y esto puede deberse a que a mayores cantidades inyectadas de gas (mayores tasas de inyección), mejor es la estabilidad del frente de inyección, y mejor es el proceso de desplazamiento del petróleo entrampado. En situaciones en las que el volumen inyectado de gas es menor que el volumen inyectado de agua, se observa una pendiente negativa. En este caso es mejor continuar inyectando agua, que iniciar un proyecto de inyección WAG.

La **figura 50** muestra el comportamiento del corte de agua contra el tiempo para cada una de las relaciones WAG. Se puede observar que a mayores relaciones agua-gas, es decir a mayores tasas de inyección de gas se obtiene una mayor reducción de la producción de agua. Como entra un mayor volumen de gas que de agua al yacimiento en cada ciclo, se produce un volumen mayor de gas, y se reduce el volumen de agua.

Figura 50. Corte de agua contra tiempo para un proceso de inyección WAG en el que varía la relación agua: gas inyectada.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

2.3.1.2. Análisis de sensibilidad al tamaño de los baches.

De igual modo que para la sensibilidad de la relación WAG, para el tamaño de bache, se propuso una variación a partir del caso base de simulación, teniendo en cuenta el screening propuesto anteriormente. El caso base fue construido con un tamaño de bache de 5% de VP, una relación WAG 1:1, una duración de ciclo de 1 año y un volumen total de gas inyectado de 50 % de VP.

Para la sensibilidad del tamaño de bache se dejó constante todos los parámetros del caso base, excepto el volumen de gas y agua inyectado en cada ciclo. Se propuso la siguiente variación:

Tabla 16. Variación al tamaño de bache.

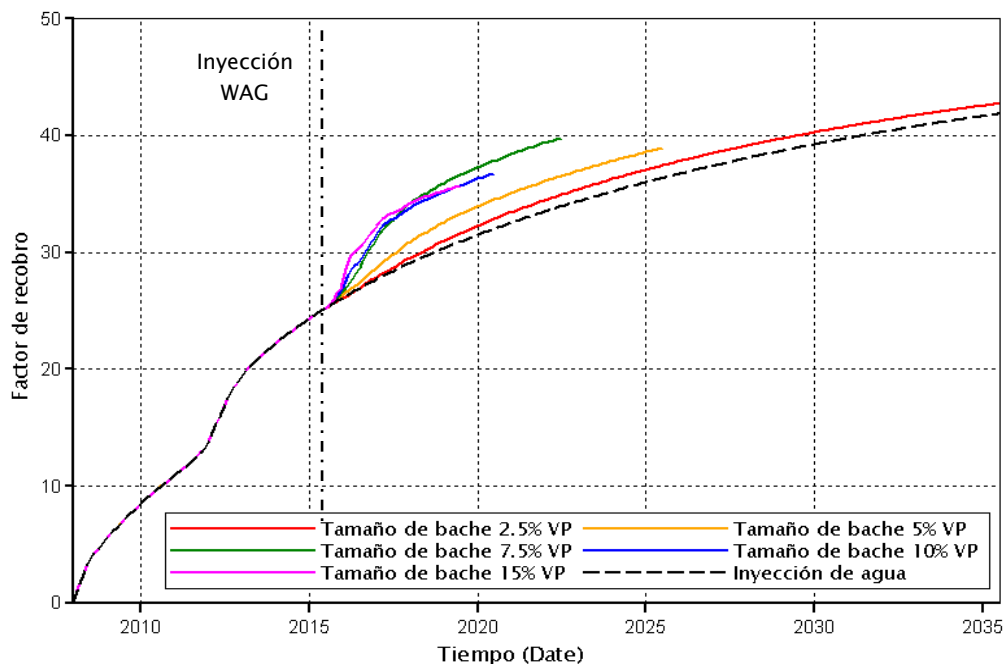
Tamaño de bache	Tasa de gas (ft ³ /d/pozo)	Tasa de agua (bbl/d/pozo)
2.5 % VP	508	90.5
5% VP	1016	181
7.5% VP	1524	271.5
10% VP	2032	362
15% VP	3048	543

Como se observa en la **tabla 16**, a medida que aumenta el tamaño de bache, también aumentan las tasas de agua y gas inyectadas debido a que la duración del ciclo es la misma para todos los casos.

La **figura 51** muestra la respuesta del factor de recobro a medida que se varía el tamaño de bache de agua y gas en la inyección WAG. Para tamaños de bache menores al 10% de VP, a medida que aumenta el tamaño de bache, es decir, la tasa de inyección, también aumenta el factor de recobro. Sin embargo, para tamaños de bache mayores al 10% de VP, el factor de recobro tiende a disminuir a medida que aumenta el tamaño de bache. Este comportamiento puede deberse a que estos tamaños de bache incurren en tasas altas de inyección y pueden causar graves daños a la formación y a las tuberías de inyección. Adicionalmente, inyectar a estas tasas es bastante

costoso, pues requiere equipos especiales de inyección. Las tendencias de estas curvas pueden apreciarse mejor sobre un gráfico en función del volumen de gas inyectado, en lugar de tiempo, como el realizado para el análisis de la relación WAG.

Figura 51. Comportamiento del factor de recobro durante la inyección WAG a diferentes tamaños de bache.

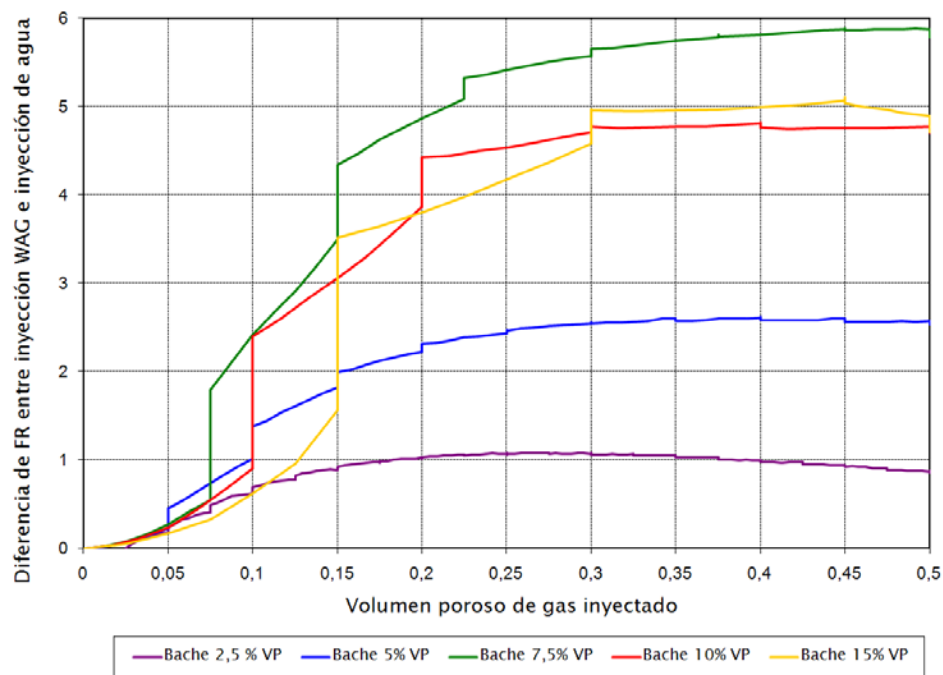


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La **figura 52** presenta un gráfico de la diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado. Así como para la relación WAG, esta gráfica presenta la eficiencia adicional de la inyección WAG variando el tamaño de bache. La inyección de agua está representada por la línea horizontal que intercepta el punto cero "0" del eje vertical. Como se observa, la mejor tendencia es la del tamaño de bache

de 7.5% VP. Esta curva representa tasas inyectadas de agua y de gas intermedias que son benéficas para la eficiencia del proceso. Las curvas del tamaño de bache de 10% de VP Y de 15% de VP muestran una tendencia menos eficiente que las tendencias de tamaños de bache menores al 10% de VP.

Figura 52. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado variando el tamaño de bache inyectado.

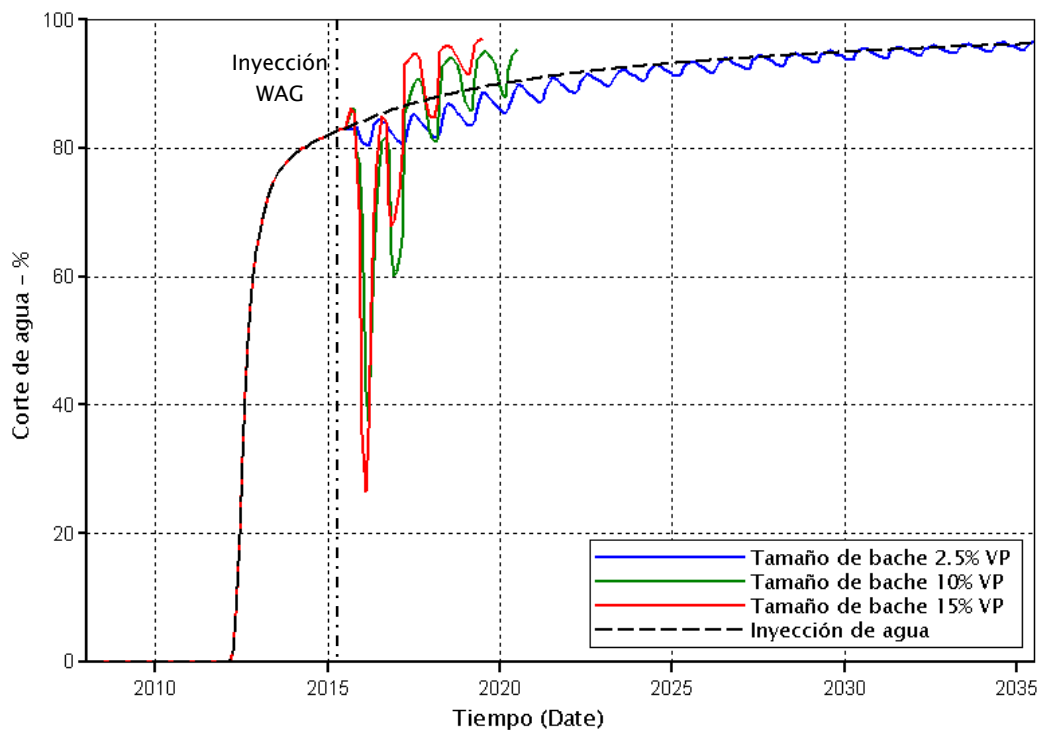


Aunque las tasas de producción de aceite en tiempos tempranos son mayores al aumentar el tamaño del bache, en tiempos medios y tardíos la producción de aceite es mayor para tamaños de bache menores. Esto puede deberse a varios factores. En primer lugar, es posible que el yacimiento

reciba altas tasas de inyección en un principio, pero luego debido al daño a la formación, esta se tapone y no reciba más fluidos; Y en segundo lugar, la formación puede estar recibiendo todas las cantidades inyectadas, sin embargo, estos fluidos pueden estarse canalizando hacia el pozo productor.

El comportamiento del corte de agua es similar al de la sensibilidad de la relación WAG. La **figura 53** muestra la respuesta del corte de agua contra el tiempo para diferentes tamaños de bache. Se presentan cambios drásticos para los tamaños de bache más grandes, y se alcanzan los límites económicos mucho más rápido que para los baches de menor tamaño, cuyo comportamiento es mucho más homogéneo.

Figura 53. Respuesta del corte de agua durante la inyección WAG, variando los tamaños de bache inyectados.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

2.3.1.3. *Análisis de sensibilidad a la duración del ciclo WAG.*

La duración del ciclo WAG es un parámetro importante que debe analizarse con el fin de optimizar el proceso de inyección. Para esto, se analizó la respuesta del yacimiento manteniendo las tasas de inyección constantes, y variando la duración de los ciclos de inyección. La **tabla 17** presenta las variaciones hechas al caso base con respecto a la duración del ciclo WAG.

Tabla 17. Variaciones a la duración del ciclo WAG.

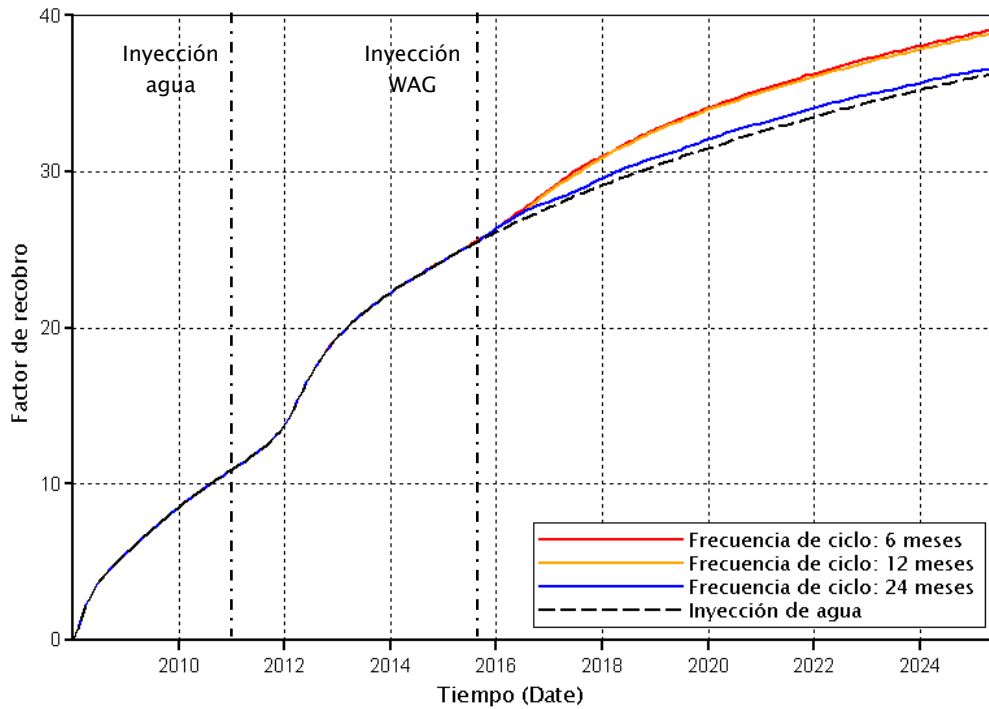
Duración del ciclo WAG	Tasa de gas (ft ³ /d/pozo)	Tasa de agua (bbl/d/pozo)	Número de ciclos
6 meses	1016	181	20
12 meses	1016	181	10
24 meses	1016	181	5

Como se mencionó anteriormente, las tasas de inyección de agua y gas permanecen constantes a medida que avanza la inyección WAG. Un ciclo WAG de seis meses corresponde a una inyección de gas y de agua durante 3 meses cada una, es decir la primera mitad del ciclo corresponde a la inyección de gas, y la segunda mitad corresponde a la inyección de agua. De igual manera funciona para los ciclos de 12 meses y de 24 meses.

La **figura 54** muestra la respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG variando la duración de los ciclos de inyección. Como se puede

observar, se obtiene un mayor factor de recobro cuando la frecuencia del ciclo es mayor, es decir, cuanto menor es la duración del ciclo.

Figura 54. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG variando la duración del ciclo.



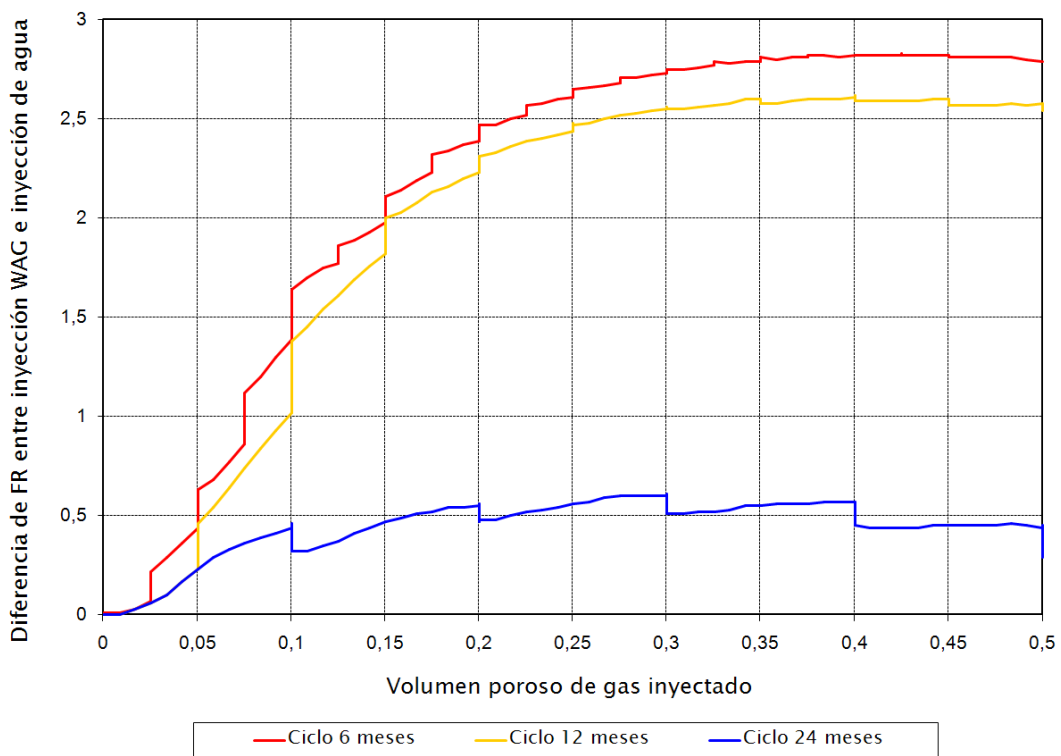
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La variación del factor de recobro para el ciclo de 6 meses y el de 12 meses es muy similar, y la decisión de inyectar una forma u otra depende de la facilidad de conseguir el gas de inyección. Los ciclos WAG de 6 meses dan un poco más de tiempo para conseguir los volúmenes de gas a inyectar. A diferencia de estos dos anteriores, los ciclos de inyección de 24 meses, no son rentables, debido a que el gas no mantiene la presión en el yacimiento. Por el contrario, si no se alterna la inyección de gas con baches de agua en

intervalos prudentes, de tal modo que las pérdidas de presión por el gas sean compensadas por el agua, el yacimiento va a entrar en una etapa de depleción y al iniciar la inyección de un bache de agua posterior a un año de inyección de gas, necesariamente ésta se verá obligada a llevar a cabo un proceso de llenado que no proporciona ningún tipo de beneficio a la inyección.

La **figura 55** muestra de un modo más claro lo que se mencionó anteriormente.

Figura 55. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado variando la duración del ciclo WAG.



La **figura 55** muestra claramente que para la curva cuya duración de ciclo es de 24 meses, los periodos de inyección de agua experimenta un fenómeno de llenado que no permite aumentar el factor de recobro del proceso. En general, la eficiencia del proceso la está asumiendo la inyección de gas.

2.3.1.4. Análisis de sensibilidad al volumen total de gas inyectado.

Para este análisis, se analizó nuevamente las **gráficas 49, 52 y 55** y se llegó a la conclusión, que a pesar que todas las curvas en ellas muestran variaciones al caso base inicial, y que se grafican bajo diferentes parámetros operacionales, sus tendencias son similares, y se puede concluir varios aspectos importantes de ellas:

- En primer lugar, que se pueden obtener factores de recobro adicionales durante los primeros 0.3 volúmenes porosos inyectados de gas.
- En segundo lugar, que inyectar cantidades adicionales de gas posteriores a los 0.3 volúmenes porosos inyectados, no garantiza un aumento en el factor de recobro adicional. Esto sólo es posible durante un lapso muy corto de tiempo, y bajo la condición de inyectar a altas tasas.
- En tercer lugar, que bajo ninguna circunstancia se obtienen factores de recobro adicionales si se inyectan volúmenes de gas superiores a 0.4 volúmenes porosos.

Como resultado del análisis de sensibilidad realizado a los parámetros operacionales se obtuvo las siguientes tablas:

Tabla 18. Resultados análisis de sensibilidad a la relación WAG.

Relación WAG	FR	Corte de agua	Corte de gas
≤ 1	↑	↑	↑
> 1	↓	↑↑	↓

Tabla 19. Resultados análisis de sensibilidad al tamaño de bache.

Tamaño de bache	FR	Corte de agua	Corte de gas	Presión yacimiento
$< 10\% \text{ VP}$	↑	↑	↑	↑
$\geq 10\% \text{ VP}$	↓	↑↑	↑↑	↑↑

Tabla 20. Resultados análisis de sensibilidad a la duración del ciclo.

Duración del ciclo	FR	Presión yacimiento
↑	↓	↓

Tabla 21. Resultados análisis de sensibilidad al volumen total de gas inyectado.

Volumen total de gas inyectado	FR	
< 30% VP	↑↑	
30% VP < Gas inyectado < 40% VP	Altas tasas	↑
	Bajas tasas	↓
> 40% VP	↓	

2.3.2. Análisis de sensibilidad de parámetros de yacimiento.

El análisis de sensibilidad de los parámetros de yacimiento se basó específicamente en el espesor de la zona productora, y en el área del patrón. A pesar que el primero de ellos sea un factor imposible de modificar en el yacimiento, si es necesario evaluar el desempeño de la inyección WAG en formaciones con espesores netos productores diferentes, para determinar en qué tipo de yacimientos es mucho más recomendable aplicar un proceso de inyección WAG.

2.3.2.1. Análisis de sensibilidad al espesor neto productor.

Según el screening técnico existente, no es recomendable implementar un proceso de inyección WAG en formaciones cuyo espesor neto productor supere los 100 pies.

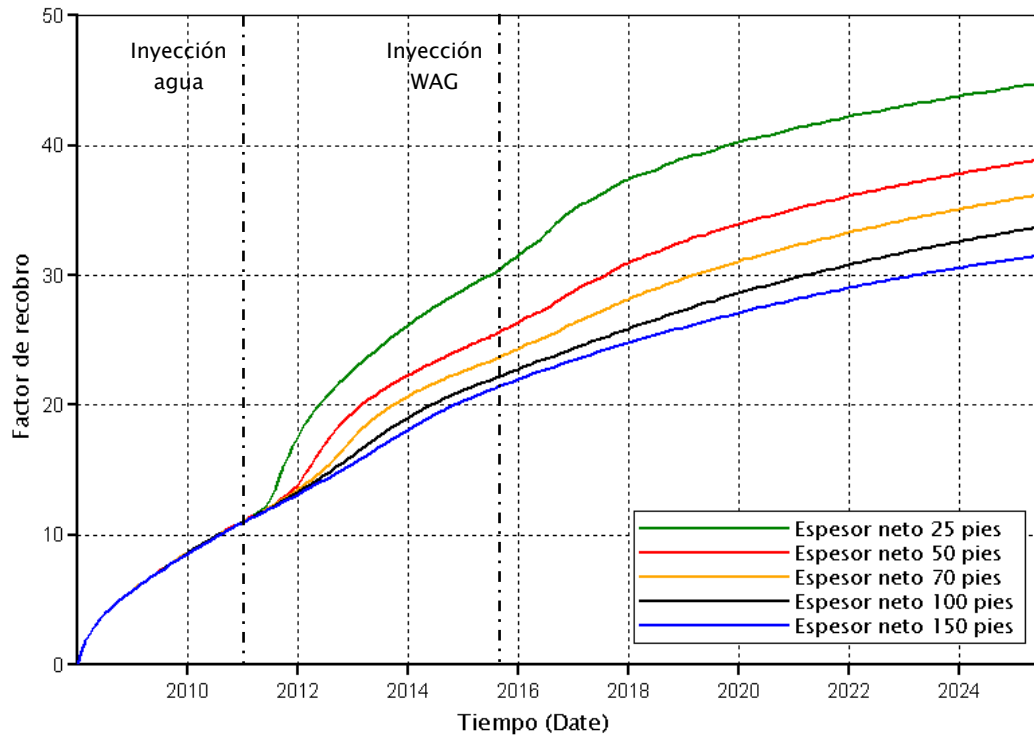
A continuación se presenta la variación propuesta para analizar este parámetro.

Tabla 22. Variaciones al espesor neto productor.

Espesor neto productor (Pies)
25
50
70
100
150

La **figura 56** muestra la respuesta del factor de recobro durante la aplicación de un proceso de inyección WAG para diferentes espesores netos de la formación productora. Como se puede observar, las curvas se superponen unas a otras en la etapa de producción primaria. Esto se debe a que cada una de las formaciones está produciendo a su máxima capacidad, y el pozo productor no tiene ninguna restricción. A pesar, que las formaciones de mayor espesor tienen una mayor cantidad de hidrocarburos in-situ, también están produciendo cantidades mayores de aceite. Así, la eficiencia de recobro para todas las curvas se ve compensada.

Figura 56. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG, variando el espesor neto productor.

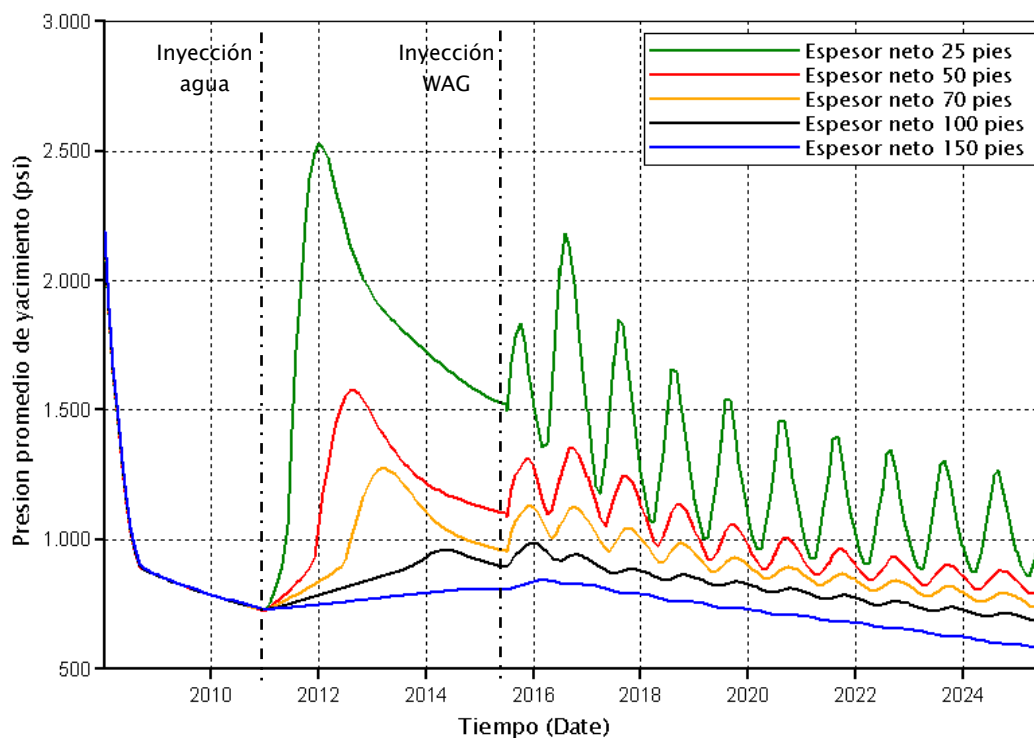


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

El proceso de recobro secundario y terciario se ve favorecido por los modelos de menor espesor. Esto se debe en primer lugar a que las cantidades de aceite a desplazar son menores, y en segundo lugar, a que los efectos gravitacionales no son tan notables en este tipo de formaciones, y por lo tanto, la eficiencia de barrido macroscópico y la eficiencia de desplazamiento microscópico es mejor. En los modelos de mayor espesor, el agua tiende a caer hacia el fondo de la formación y el gas tiende a desplazarse hacia el tope de la misma, ocasionando un pobre barrido de la zona de interés.

La **figura 57** muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento durante un proceso de inyección WAG, para diferentes espesores netos productores. Como se puede observar, la presión se mantiene más en los modelos de menor espesor. Esto se debe a que las tasas de inyección para todas las curvas permanecen constantes y serán mucho más efectivas en los modelos cuyo espesor es más bajo.

Figura 57. Respuesta de la presión promedio de yacimiento durante un proceso de inyección WAG, para diferentes espesores netos productores.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

2.3.2.2. Análisis de sensibilidad al área del patrón.

Como se ha mencionado anteriormente, el proceso de inyección WAG se inicia luego de una inyección de agua previa. En general los procesos de inyección de agua manejan patrones de inyección aproximados de 40 acres. Esta es un área bastante grande para implementar un proceso de inyección WAG, debido a las grandes distancias que tendría que recorrer el gas desde los pozos inyectoros hasta los pozos productores. Esta distancia es propicia para que el gas se canalice y cree una capa en el tope de la formación.

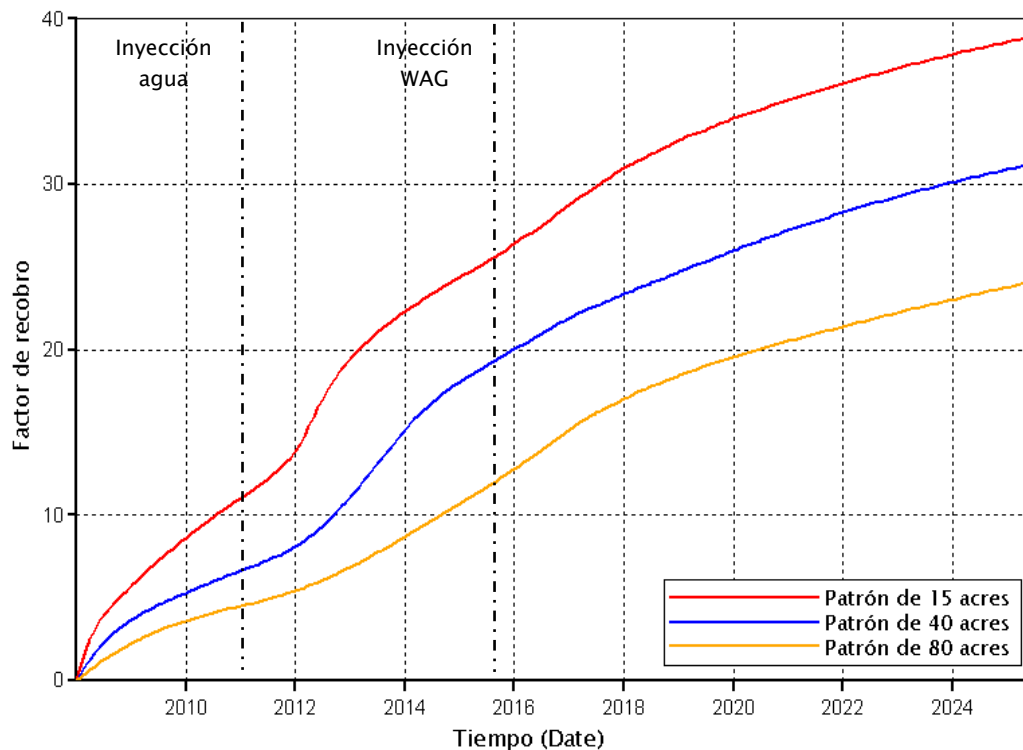
Es necesario hacer una sensibilidad al área del patrón para poder evaluar la viabilidad de implementar un proceso de inyección WAG en un campo. Para esto se propuso una variación del área del patrón de inyección, manteniendo constantes todos los parámetros WAG tal como se plantearon para el caso base de simulación. Las variaciones propuestas se encuentran consignadas en la **tabla 23**.

Tabla 23. Variaciones al área del patrón.

Área del patrón de inyección (acres)
15
40
80

La **figura 58** muestra el comportamiento del factor de recobro durante la inyección WAG para diferentes áreas de inyección. Como se observa, el factor de recobro aumenta a medida que disminuye el espaciamiento entre pozos. Esto se debe en primer lugar, a que la cantidad de hidrocarburos in situ es menor en los patrones de menor tamaño. Y en segundo lugar se debe a que la inyección WAG no es tan eficiente a grandes distancias debido a que las fuerzas viscosas hacen que el gas migre hacia el tope de la formación y no desplace las cantidades deseadas de hidrocarburos.

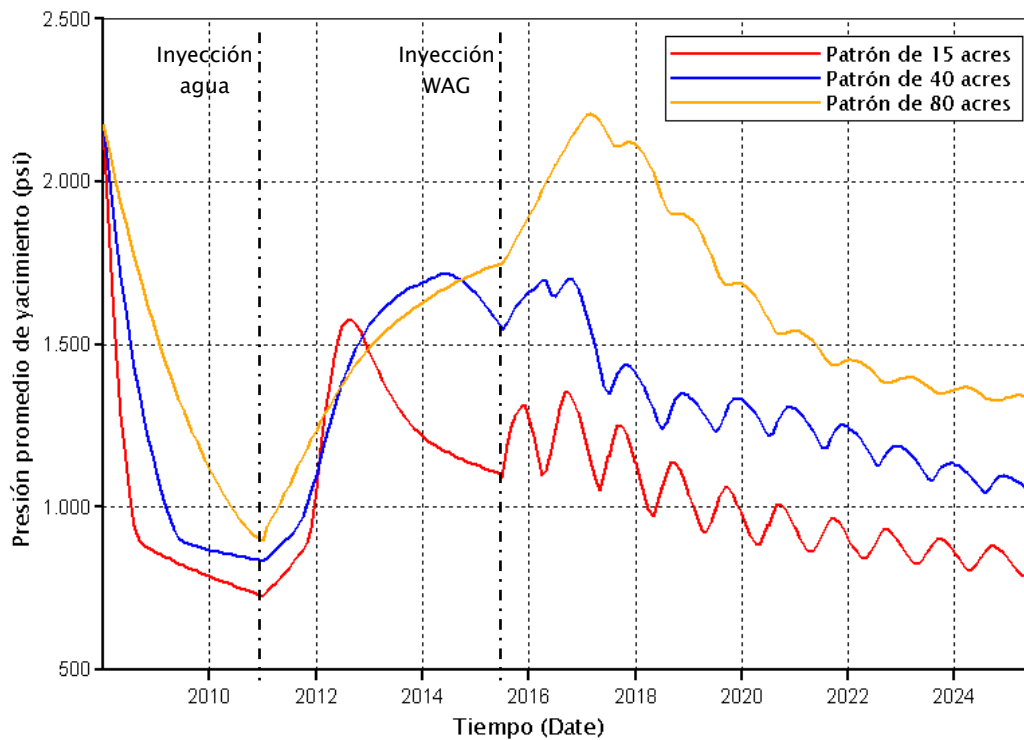
Figura 58. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG, variando el área del patrón de inyección.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La **figura 59** muestra el comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante la inyección WAG para diferentes áreas del patrón de inyección. En esta figura se ve claramente que debido a la extensión del área de inyección, la presión se mantiene más en los patrones más grandes. En estos patrones la cantidad de hidrocarburos in situ es mucho mayor, y por lo tanto los modelos no se depletan tan rápidamente.

Figura 59. Respuesta de la presión promedio de yacimiento durante un proceso de inyección WAG, variando el área del patrón de inyección.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

2.3.3. Análisis de sensibilidad a las propiedades de los fluidos.

Así como no es posible cambiar el espesor de una formación productora, tampoco lo es manipular por completo las propiedades de los fluidos del yacimiento. A raíz de esto, el análisis de sensibilidad planteado para las propiedades de los fluidos sólo se limita a obtener información acerca de que tipos de crudo aceptan de mejor manera la aplicación de un proceso WAG.

2.3.3.1. Análisis de sensibilidad a la densidad API del crudo.

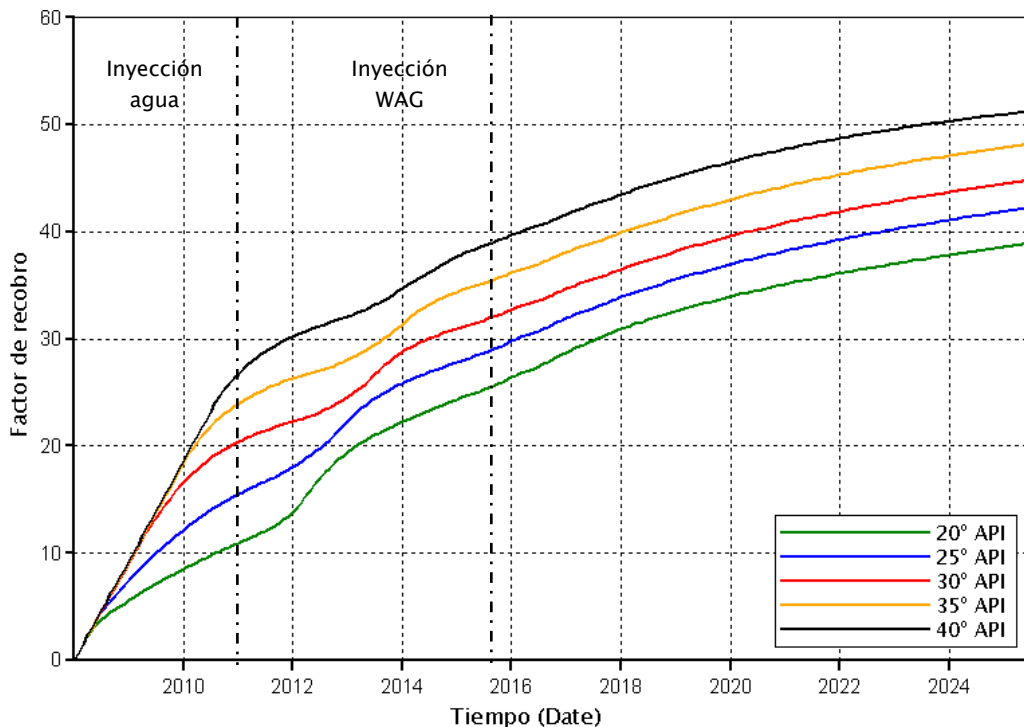
Para el análisis se planteó una variación a la densidad API del crudo como lo muestra la **tabla 24**. Los parámetros WAG se mantuvieron constantes en los valores iniciales propuestos para el caso base.

Tabla 24. Variaciones a la densidad API del crudo.

Densidad API del crudo (°API)
20
25
30
35
40

La **figura 60** muestra la variación del factor de recobro durante la inyección WAG para diferentes tipos de crudo. Es claro que el proceso presenta mejores resultados en crudos livianos, que en crudos intermedios o pesados. Esto se debe a dos factores importantes; en primer lugar, los crudos livianos tienen mayor movilidad que los crudos pesados, y por lo tanto su producción es mayor; y en segundo lugar, las características y las propiedades del gas de inyección se asemejan más a las propiedades de los crudos livianos permitiendo que se desarrolle un frente de inyección mucho más estable, y que los fluidos en el yacimiento viajen a velocidades similares.

Figura 60. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG, variando la densidad API del crudo.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

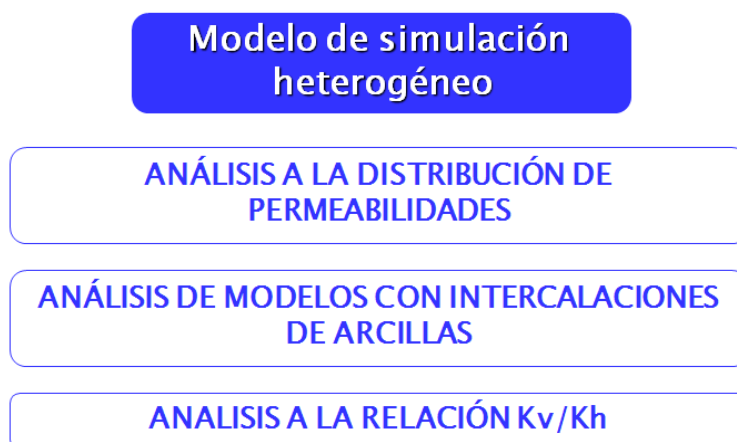
2.4. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN HETEROGÉNEO.

Partiendo del modelo homogéneo, se construyó un modelo heterogéneo con el fin de determinar la eficiencia del proceso WAG en yacimientos estratificados, y con el ánimo de acercar el modelo conceptual inicial, a un modelo más representativo de la realidad de un yacimiento.

El modelo heterogéneo tiene las mismas dimensiones que el modelo homogéneo presentado en la **figura 31**. Las propiedades del modelo y las propiedades de los fluidos contenidos en él se encuentran explicadas en las **tablas 6 y 7**. Las únicas propiedades que se alteraron del modelo conceptual homogéneo, fueron: la distribución de permeabilidades verticales y horizontales, y la porosidad.

Para el análisis del modelo heterogéneo se plantearon tres aspectos de análisis importantes tal como lo muestra la **figura 61**.

Figura 61. Análisis al modelo heterogéneo.

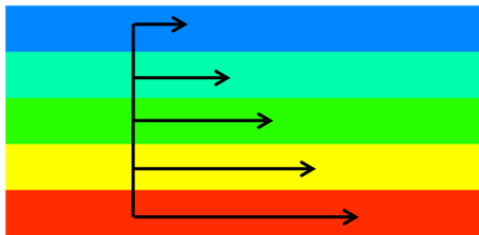


A continuación se hace un análisis de cada uno de ellos.

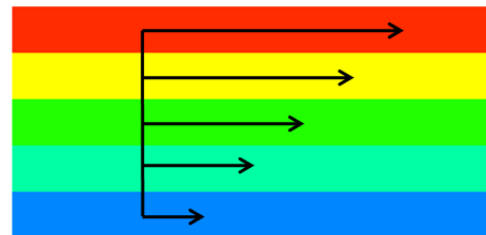
2.4.1. Análisis a la distribución de permeabilidades.

Para efectuar este análisis, se plantearon tres tipos de distribución de permeabilidades. El modelo general consta de 5 capas de 10 pies cada una, para un total de 50 ft. Cada capa tiene un valor de permeabilidad diferente. La distribución de permeabilidad de las capas varía de acuerdo a la distribución propuesta en la **figura 62**.

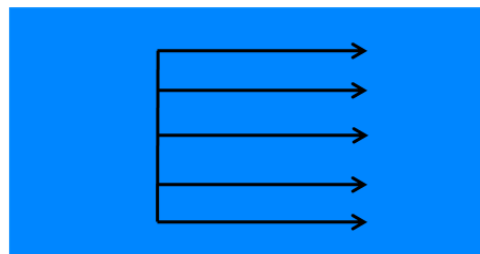
Figura 62. Distribuciones de permeabilidad.



Modelo heterogéneo Caso 1



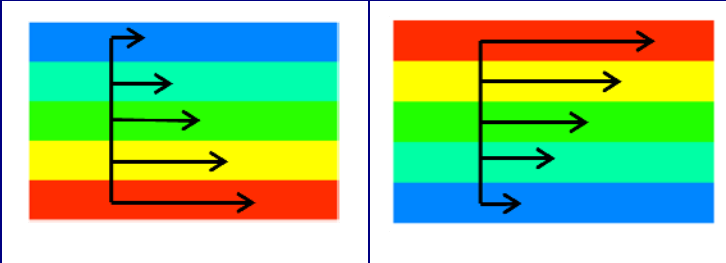
Modelo heterogéneo Caso 2



Modelo homogéneo Caso 3

El caso 1, corresponde a una distribución de permeabilidades creciente en sentido descendente. Esto significa que la capa de menor permeabilidad es la que se encuentra en el tope, y la de mayor permeabilidad es la que se encuentra en el fondo. El caso 2, representa un modelo de permeabilidades decreciente en sentido descendente. Esta distribución es inversa a la distribución del caso 1. Los valores de permeabilidad de los casos 1 y 2 son los mismos, pero en sentido contrario. Estos valores se encuentran consignados en la **tabla 25**. El caso 3, corresponde a un modelo homogéneo de 5 capas de 10 pies cada una, con propiedades iguales. Los valores de porosidad y permeabilidad horizontal del modelo homogéneo, permiten tener la misma cantidad de hidrocarburos in situ que los casos 1 y 2. Las propiedades del caso 3 se encuentran consignadas en la **tabla 26**.

Tabla 25. Propiedades de permeabilidad y porosidad de los casos 1 y 2.



	Kh (mD)	Kv (mD)	□
	8	2	0.02
	50	12.5	0.11
	100	25	0.15
	500	125	0.23
	1000	250	0.26

Para los casos 1 y 2 se maneja una relación Kv/Kh de 0.25 y la porosidad para cada capa se calculó por medio de la siguiente correlación:

$$k = Ae^{B\phi}$$

Donde k es la permeabilidad horizontal de cada capa, ϕ es la porosidad de capa, y A y B son constantes que relacionan la permeabilidad y la porosidad. Como se está manejando un modelo conceptual, y adicionalmente, no se tiene un registro histórico de porosidades y permeabilidades, las constantes A y B se seleccionaron de acuerdo al siguiente procedimiento: en primer lugar se establecieron seis valores aleatorios para cada una de las constantes y se formaron diferentes combinaciones con ellas; en segundo lugar se procedió a calcular la porosidad para cada valor de permeabilidad horizontal con las diferentes combinaciones establecidas en el paso anterior; por último, se tomó la combinación que mejor ajustaba las permeabilidades fijadas con las porosidades calculadas. Los valores seleccionados fueron:

$$A = 5$$

$$B = 20$$

El volumen de hidrocarburos in situ para los tres casos es de **1'194,700 bbl**. Para calcular las propiedades del medio poroso del caso 3, fue necesario en primer lugar, calcular el OOIP de los casos 1 y 2. Con este valor y conociendo la saturación de agua inicial, se calculó el volumen poroso total. Posteriormente se efectuó el cálculo de porosidad conociendo el volumen total del yacimiento. Y finalmente se empleó la misma correlación de porosidad y permeabilidad de los casos 1 y 2 para calcular la permeabilidad horizontal del modelo. La relación Kv/Kh del modelo homogéneo también es de 0.25.

Tabla 26. Propiedades de permeabilidad y porosidad del caso 3.

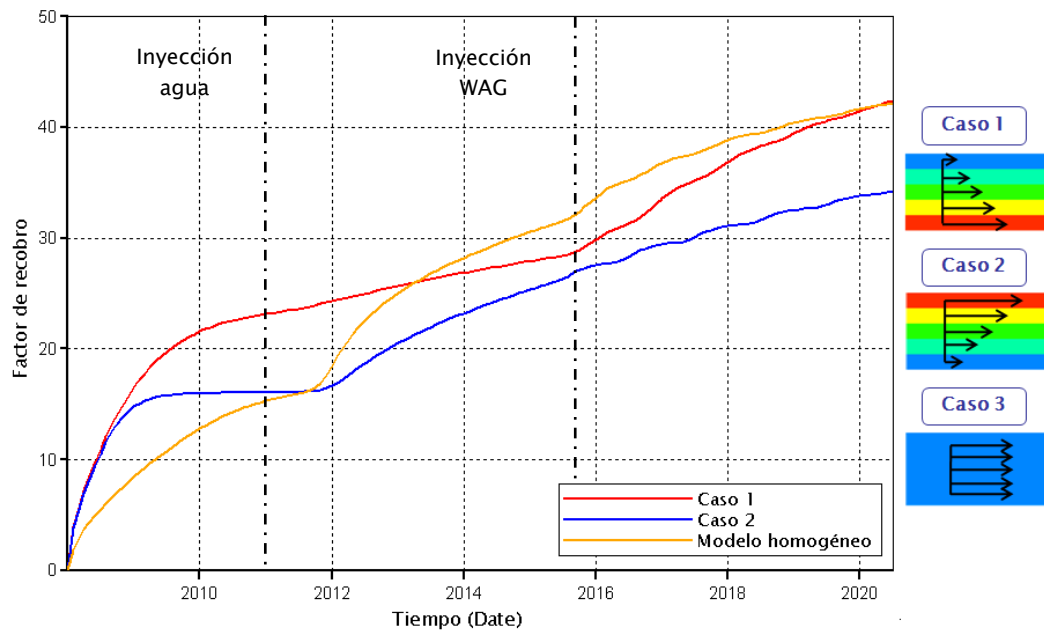


Propiedad	Valor
ϕ	0.154
Kh (mD)	108.8
Kv (mD)	27.2

La **figura 63** muestra la respuesta del factor de recobro para los tres casos propuestos de distribución de permeabilidad. Como se puede observar, durante la producción primaria, el caso 1 es el que produce más hidrocarburos. Esto se debe a que los efectos gravitacionales ayudan al crudo a migrar hacia el fondo de la formación, donde hay mayor permeabilidad, y por lo tanto mayor movilidad del crudo hacia el pozo productor. Este comportamiento genera un mayor depletamiento del modelo ocasionado por la pérdida de fluidos. El caso 3 a pesar de no ser tan exitoso como el caso 1, es un modelo mucho más uniforme y mantiene mucho más la presión promedio del yacimiento, como se observa en la **figura 64**. Esto permite tener mejores resultados si se aplica un método de recuperación secundaria cuyo objetivo sea entre otros, mantener la presión en el yacimiento. Finalmente, el caso 2 es el que presenta los resultados más pesimistas. Esto se debe a que el aceite móvil de los estratos más permeables se produce rápidamente, debido a la alta permeabilidad, y el aceite remanente que se desplaza a los estratos más bajos, no se produce

por las bajas permeabilidades en este sector. Este es el modelo que más rápido se depleta.

Figura 63. Comportamiento del factor de recobro del modelo heterogéneo variando la distribución de permeabilidades.



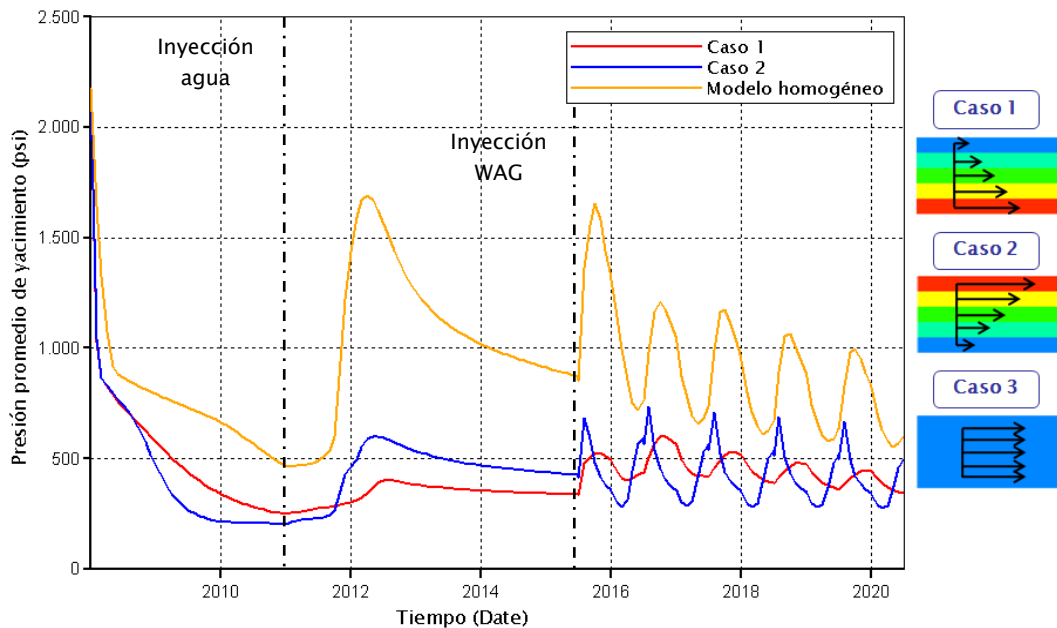
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Si se observa la **figura 63** en la etapa de producción secundaria, se puede ver que el caso 3 es el que mejores resultados presenta durante la inyección de agua. Esto se debe a que el frente de inyección es mucho más estable que en los otros casos, y adicionalmente la presión promedio del yacimiento es superior. En el caso 1 la inyección de agua no arroja buenos resultados. La distribución de permeabilidades para este caso, y la movilidad del agua, hacen que esta migre rápidamente hacia el fondo de la formación, y se pierda por el pozo productor, sin haber barrido los volúmenes de aceite

deseados. La inyección de agua en el caso 2 da buenos resultados, pero no es superior a la inyección de agua en el modelo homogéneo. La distribución de permeabilidades en este caso permite tener un mejor control del frente de inyección debido a que reduce los efectos gravitacionales ejercidos sobre el agua, y esto ayuda a desplazar una mayor cantidad de aceite in-situ.

Cuando se aplica la inyección WAG, la respuesta de los modelos es diferente. Si se comparan las curvas de los tres casos, el modelo homogéneo es el que mayor factor de recobro presenta. Esto se debe en primera instancia a que la inyección de agua previa es exitosa y adicionalmente, a que las propiedades de la roca son uniformes a lo largo de toda la formación permitiendo que se tenga un frente de inyección estable. Como el gas tiende a desplazarse hacia el tope de la formación, y el agua se mueve hacia el fondo, la distribución de permeabilidades del caso 1 presenta las mejores condiciones de aplicación del proceso de inyección WAG. Este modelo permite retrasar el movimiento del gas hacia el tope debido a que los estratos de menor permeabilidad se encuentran por encima de los estratos de mayor permeabilidad. Con ello se obtiene un frente más uniforme durante un mayor lapso de tiempo. El caso 2 por el contrario, representa al modelo con las peores condiciones de aplicación de la inyección WAG. Esto se debe a que los estratos de mayor permeabilidad están ubicados en el tope de la formación, y el gas tiende a migrar rápidamente hacia esta zona, sin realizar el proceso de desplazamiento, como se espera.

Figura 64. Comportamiento de la presión promedio del modelo heterogéneo variando la distribución de permeabilidades.

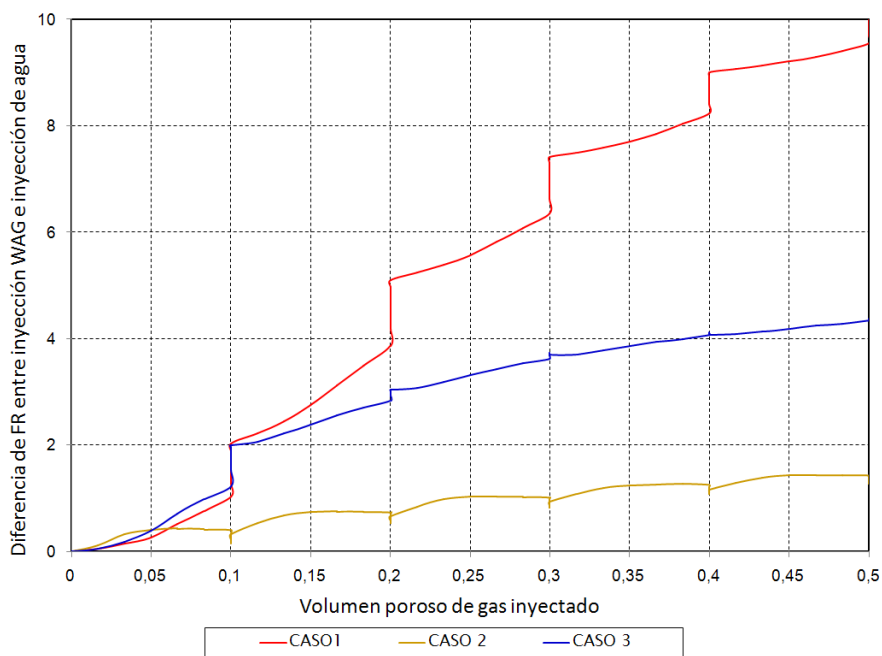


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Luego de haber comparado la respuesta de los tres modelos entre sí, es necesario analizar el factor de recobro adicional obtenido con la inyección WAG sobre la inyección de agua en cada uno de los modelos. Para ello se construyó una gráfica de la diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y de la inyección de agua contra el volumen poroso de gas inyectado. **La figura 65** muestra el comportamiento obtenido con los tres casos propuestos. Como se puede observar, a pesar que el modelo homogéneo presenta la mejor respuesta cuando se comparan todas las curvas entre sí, no es el mejor escenario si se analiza el factor de recobro adicional de la inyección WAG. El modelo que mejor se comporta es el modelo del caso 1, porque la distribución de permeabilidades para este modelo permite que el gas desplace un volumen mayor de hidrocarburos que

en los casos 2 y 3. A pesar de obtenerse un factor de recobro adicional con el caso 2, este no es el escenario ideal para aplicar un proceso de inyección WAG porque el gas se mueve hacia el tope y se pierde rápidamente por el pozo productor. El caso 3 presenta buenos resultados, sin embargo, no es un escenario común dentro de los yacimientos reales, así que no es un modelo muy representativo.

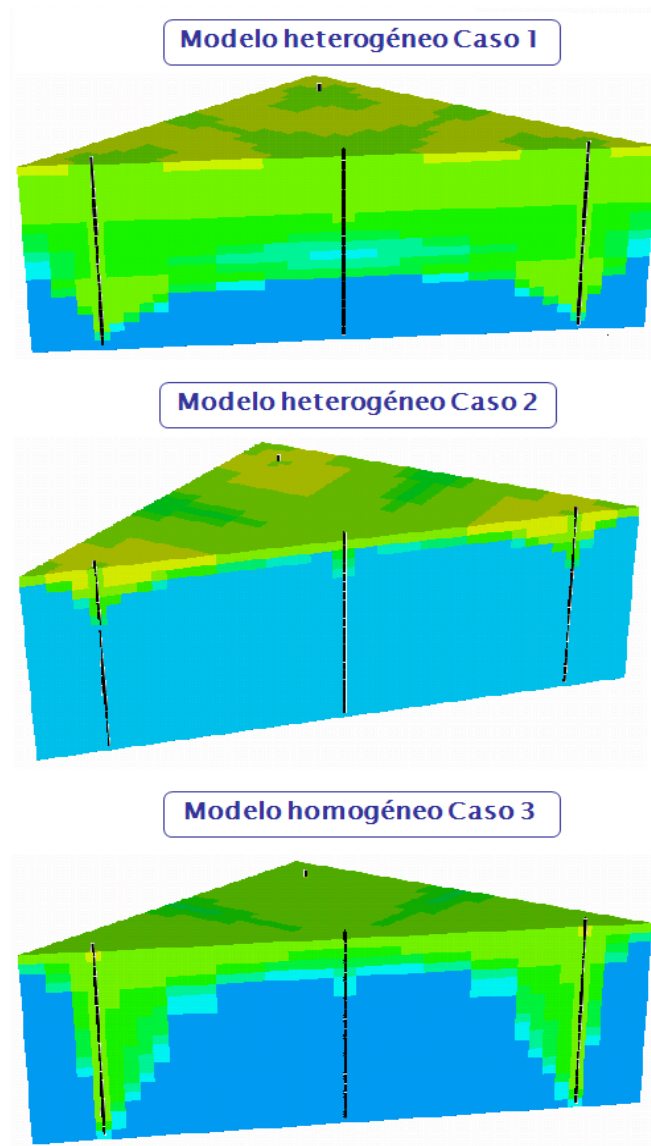
Figura 65. Diferencia entre el factor de recobro de la inyección WAG y la inyección de agua contra el volumen de gas inyectado variando la distribución de permeabilidades.



Lo que se observa en las figuras 63 y 65 puede clarificarse con los gráficos de los perfiles de saturación de gas de la **figura 66**. En ella se ve claramente que el modelo del caso 1 es el que mejor responde a la inyección WAG, y se observa como el frente de desplazamiento es mucho más uniforme que en

los otros dos modelo. Por su parte el modelo del caso 2, evidencia los problemas que se presentan cuando se inyecta gas en una formación cuyos estratos más permeables se encuentran en el tope.

Figura 66. Perfiles de saturación de gas variando la distribución de permeabilidades.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

2.4.2. Análisis de modelos con intercalaciones de arcillas.

El objetivo principal de este análisis es evaluar el comportamiento del frente de inyección WAG, cuando se disminuye el espesor de las arenas productoras con intercalaciones de arcillas sin variar el espesor neto productor total. Es decir, que partiendo de un modelo homogéneo de 50 pies de arena neta, se construyen 3 modelos adicionales con intercalaciones de la siguiente manera:

- Un modelo de 2 capas productoras, de 25 pies cada una.
- Un modelo de 7 capas productoras, de 7.143 pies cada una.
- Un modelo de 10 capas productoras de 5 pies cada una.

La **figura 67** presenta los cuatro modelos propuestos para este análisis. Y la **tabla 27** presenta las características de cada uno de ellos.

Figura 67. Modelos de intercalación de arcillas.

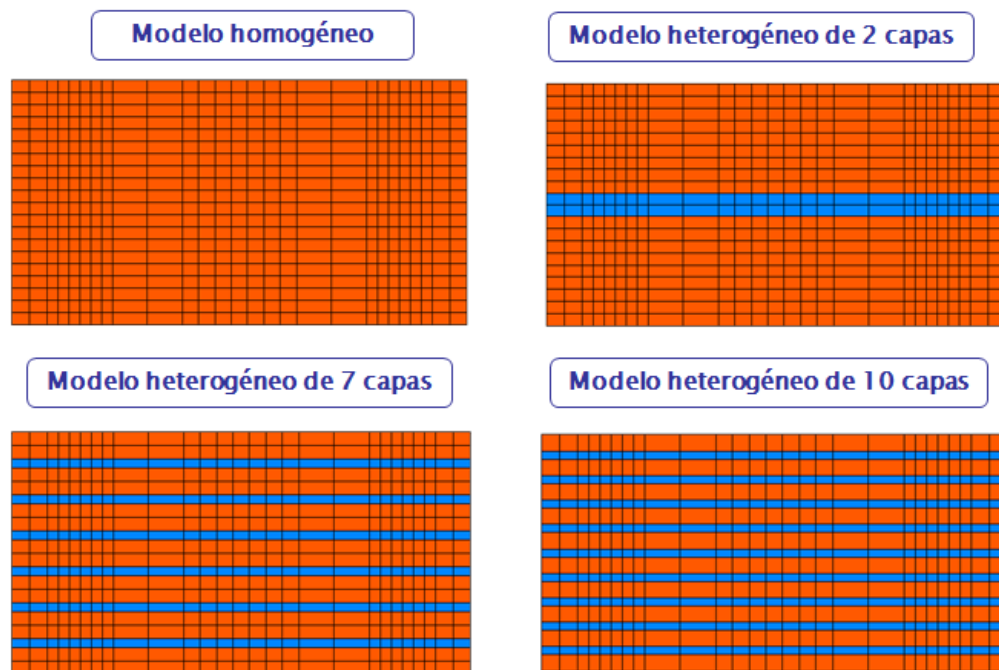


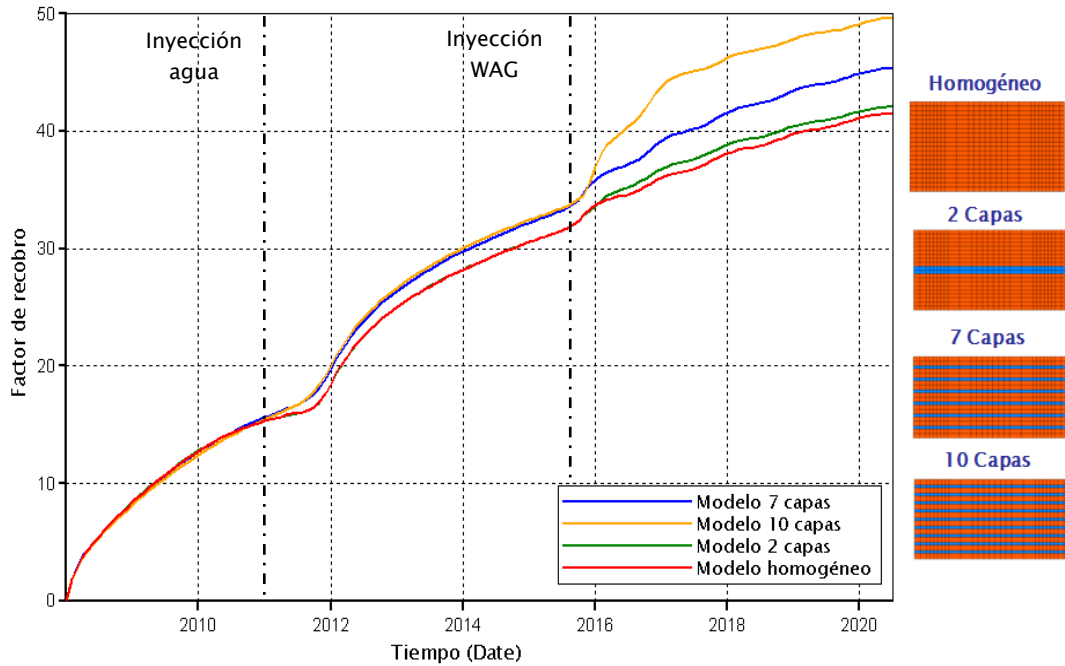
Tabla 27. Características de los modelos con intercalaciones de arcillas.

# Capas	Espesor de capa (Pies)	Porosidad (fracción)	Kh (mD)	Kv (mD)
1	50	0.154	108.8	27.2
2	25			
7	7.143			
10	5			

Como se observa en la **tabla 27**, todas las capas de cada modelo tienen las mismas propiedades de roca.

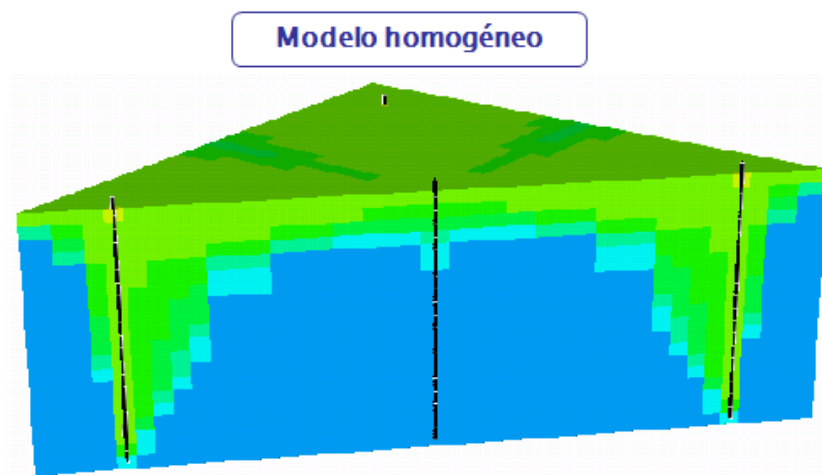
La **figura 68** muestra el comportamiento del factor de recobro para los cuatro modelos. A medida que el espesor de las capas productoras disminuye manteniendo constante el espesor total, El factor de recobro aumenta tanto en producción secundaria, como en la inyección WAG. Por un lado, a menor espesor de las capas, menor va a ser el efecto de segregación gravitacional del agua inyectada, y esta tenderá a barrer una mayor cantidad de hidrocarburos del yacimiento. Por otro lado, a menor espesor de las capas productoras, el gas no se desplaza hacia el tope de la formación de una manera tan aguda, por el contrario se mantiene un frente de inyección mucho más uniforme a lo largo de la formación. Esto permite que el gas desplace un mayor volumen de aceite entrampado. Los perfiles de saturación durante la inyección WAG permiten ver de una manera más clara, las razones por las cuales a medida que el espesor de arena disminuye, el factor de recobro aumenta. Estos perfiles se muestran en la **figura 69**.

Figura 68. Respuesta del factor de recobro de un modelo intercalado arenas-arcillas, variando el espesor de arena productora.

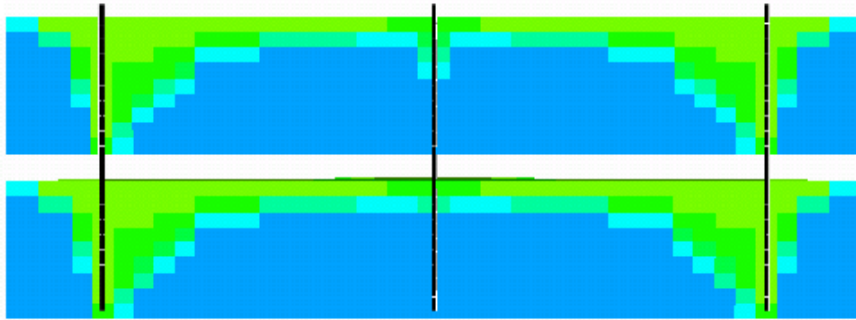


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

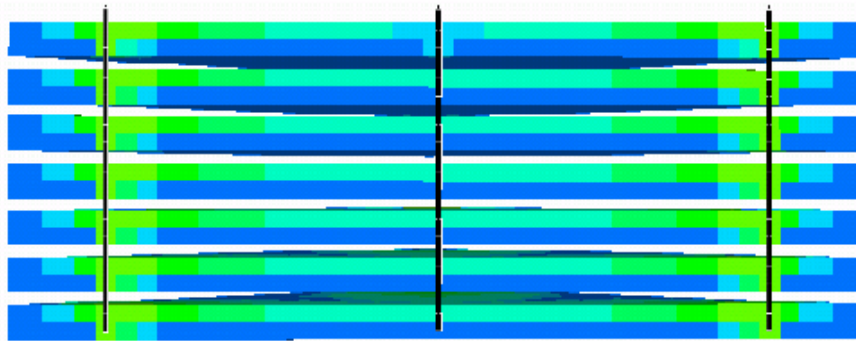
Figura 69. Perfiles de saturación de gas durante un proceso de inyección WAG, variando el espesor de las capas productoras.



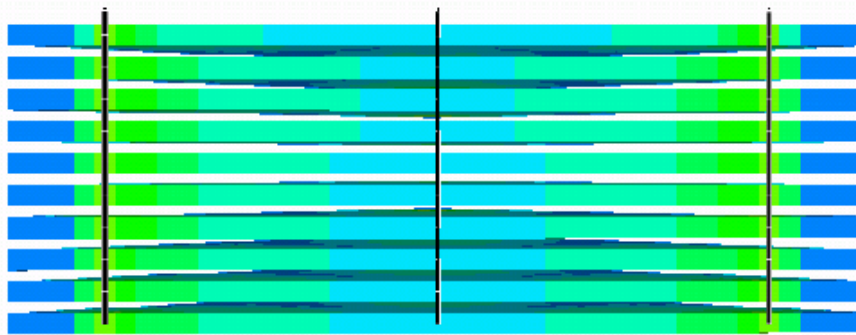
Modelo heterogéneo de 2 capas



Modelo heterogéneo de 7 capas



Modelo heterogéneo de 10 capas

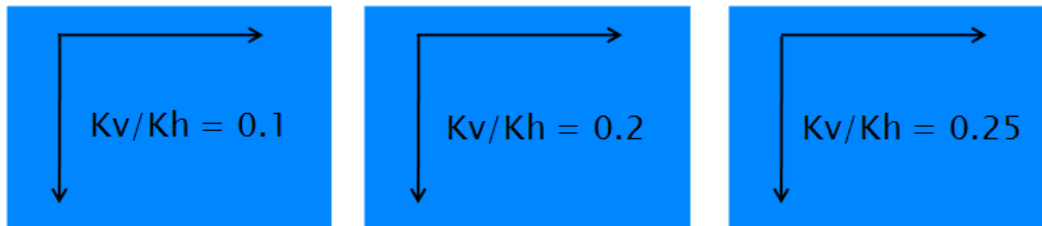


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

2.4.3. Análisis a la relación K_v/K_h .

Este análisis se efectuó con el fin de evaluar la respuesta del yacimiento si se reducía la permeabilidad vertical del modelo, dejando constantes las demás variables, tanto operacionales como de yacimiento. Para ello se tomó un modelo de una capa de 50 pies de espesor. A este modelo se le varió la permeabilidad vertical de acuerdo a las relaciones K_v/K_h mostradas en la **figura 70**.

Figura 70. Variación de la permeabilidad vertical de acuerdo a la relación K_v/K_h .



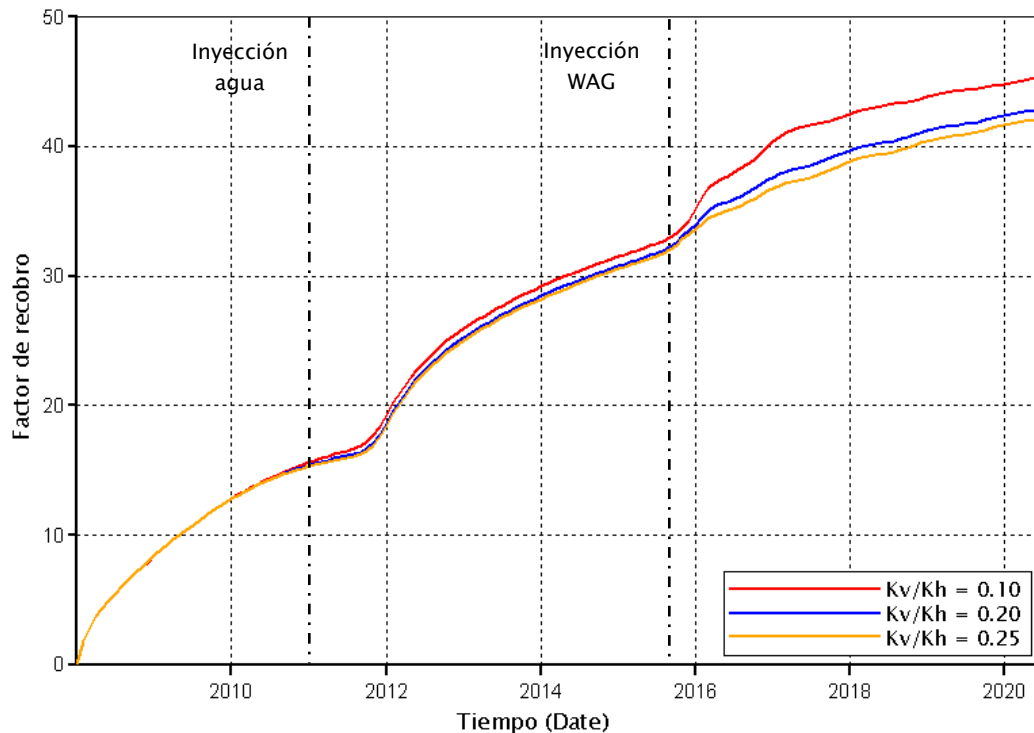
Como se observa en la **tabla 28**, la permeabilidad horizontal y la porosidad permanecen constantes en los tres modelos.

Tabla 28. Propiedades modelo de análisis de la relación K_v/K_h .

Relación K_v/K_h	K_h (mD)	K_h (mD)	Porosidad
0.1	108.8	10.88	0.154
0.2	108.8	21.76	0.154
0.25	108.8	27.2	0.154

La **figura 71** muestra la respuesta del factor de recobro de los tres casos analizados en los que se varía la relación K_v/K_h . Como se puede observar a medida que disminuye esta relación, se obtiene una mejor respuesta del factor de recobro. Esto se debe a que a medida que disminuye esta relación, también disminuye la permeabilidad vertical. Esta disminución en la permeabilidad vertical ocasiona que los fluidos se desplacen verticalmente con menor velocidad, disminuyendo los efectos de segregación gravitacional, y estabilizando el frente de inyección.

Figura 71. Respuesta del factor de recobro para los modelos de análisis de la variación de la relación K_v/K_h .



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A partir del análisis al modelo heterogéneo, se construyó tres tablas que resumen los principales resultados y conclusiones presentados anteriormente.

Tabla 29. Resultados análisis a la distribución de permeabilidades.

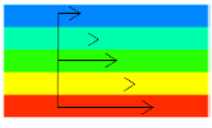
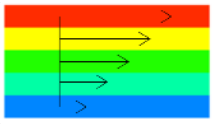
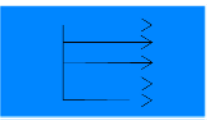
Distribución de permeabilidad			
FR Secundario	↓	↑	↑↑
FR Terciario	↑↑↑	↑	↑↑

Tabla 30. Resultados análisis al espesor de las arenas productoras.

Intercalación de arcillas	FR
Disminuye el espesor de la arena	↑

Tabla 31. Resultados análisis a la relación Kv/Kh.

Relación Kv/Kh	FR
Disminuye la relación Kv/Kh	↑

3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PROCESO DE INYECCIÓN WAG EN UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

Con el fin de llevar a cabo un análisis de viabilidad de la aplicación de un proceso de inyección WAG en un campo colombiano, se construyó un modelo de simulación que permitiera modelar las principales características y propiedades del yacimiento. El campo seleccionado fue el campo llanito, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Este campo cuenta con características que se ajustan al screening existente en la literatura para el proceso de inyección WAG, y al análisis previamente realizado en el presente trabajo. Dentro de los parámetros que hicieron candidato al campo llanito se encuentran el espesor petrolífero promedio de la formación a modelar, que no supera los 50 pies, y no presenta buzamientos considerables de gran ángulo. Adicionalmente, este campo maneja un crudo medio de aproximadamente 19 a 21° API, que permite el desplazamiento con gas.

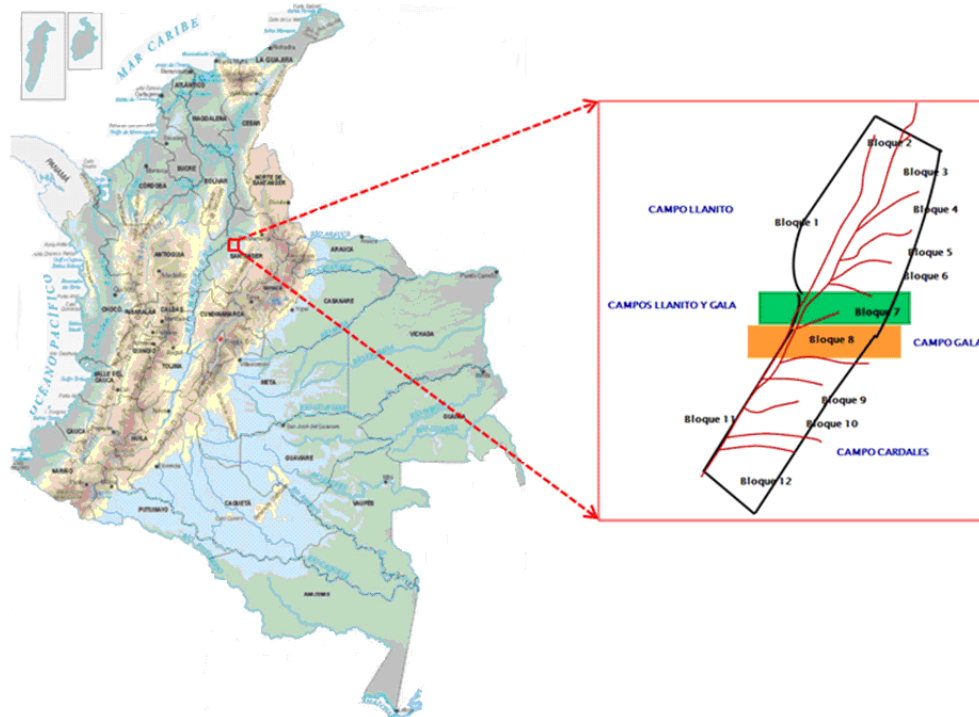
Para efectuar el análisis, se seleccionó en primer lugar una sección del campo que cumpliera con las condiciones de aplicabilidad del proceso y que además se pudiera someter a una inyección de agua previa. Posteriormente, se construyó el modelo de simulación del sector con información geológica, petrofísica y de producción. Una vez construido el modelo, se procedió a realizar un ajuste de la producción primaria y secundaria, con los datos proporcionados del campo al 2008. Por último se implementó el proceso de inyección WAG y se analizó el comportamiento del proceso en lo referente a factor de recobro, tasas de producción, presión promedio de yacimiento, y cortes de agua y gas.

A continuación se presentan las principales características del campo llanito y del sector de análisis, que fueron fundamentales para la construcción del modelo de simulación, y del posterior análisis.

3.1. UBICACIÓN DEL CAMPO LLANITO.

El campo llanito se encuentra ubicado en el departamento de Santander al norte de la ciudad de Barrancabermeja en el occidente de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena al sur del río Sogamoso y al oriente del río Magdalena. Ver **figura 72**.

Figura 72. Ubicación del campo llanito.



Fuente: Modificación mapa físico-político de Colombia. Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

3.2. HISTORIA DEL CAMPO LLANITO.

El campo llanito fue descubierto por ECOPETROL en 1955 con la perforación del pozo Llanito-1. Durante la primera campaña de exploración del campo se perforaron 6 pozos que no justificaron el desarrollo del campo. No fue sino hasta el año de 1960 que se consideró al pozo llanito-9 el descubridor del campo con 580 BOPD en flujo natural.

La primera campaña de perforación y desarrollo del campo se culminó en 1968 con la perforación de 44 pozos, 2 de ellos secos y 3 gasíferos. Esta campaña permitió determinar los límites petrolíferos de algunos sectores del campo.

En el año de 1981 se inicia la segunda campaña de desarrollo del campo con el objetivo de reducir espaciamientos entre pozos y acelerar la recuperación de hidrocarburos. Adicional a las labores de perforación se llevaron a cabo operaciones de reacondicionamiento de algunos pozos para abrir nuevas zonas productoras. La segunda campaña de desarrollo del campo culmina en el año de 1985 con la perforación total de 30 pozos, 28 de los cuales fueron productores.

La tercera y última campaña de desarrollo se inicia durante el primer semestre del año 2004. Durante este periodo se adquirió registros especiales como el de resonancia magnética y se efectuó muestreo de fluidos para análisis PVT, entre otros.

El comportamiento general de los pozos del campo evidencia una rápida depleción del yacimiento para presiones por encima de la presión de punto de burbuja. Luego se experimenta un periodo de estabilización de la presión que lleva a concluir que el mecanismo de producción del campo es empuje

por gas en solución y empuje parcial de agua. En la **tabla 32** se observa el estado de los pozos del campo llanito.

Tabla 32. Información actualizada de los pozos del campo llanito a 2008.

Estado de los pozos	Cantidad
Productores	99
Abandonados parcialmente	31
Abandonados	24
Inactivos	98
Total	252

Fuente: Grupo técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, Superintendencia de Mares. Ecopetrol. 2008.

3.3. MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO LLANITO.

El campo llanito corresponde a la zona norte del tren productivo de fallas de casabe (Ver **figura 73**). Aparentemente el campo llanito hace parte del anticlinal Casabe-Galán ya que presenta rasgos estructurales y geomorfológicos que llevan pensar que su origen fue el mismo. Los ambientes deposicionales y las paleocorrientes que arrastraban los detritos fueron las mismas.

Cretáceo más reciente (formación Umir), y hacia el centro, aparece parcialmente erosionada, la formación La Luna.

La acumulación de hidrocarburos ocurre en formaciones del Terciario y está controlada principalmente por factores estratigráficos combinados con aspectos estructurales.

3.4. MODELO ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO LLANITO.

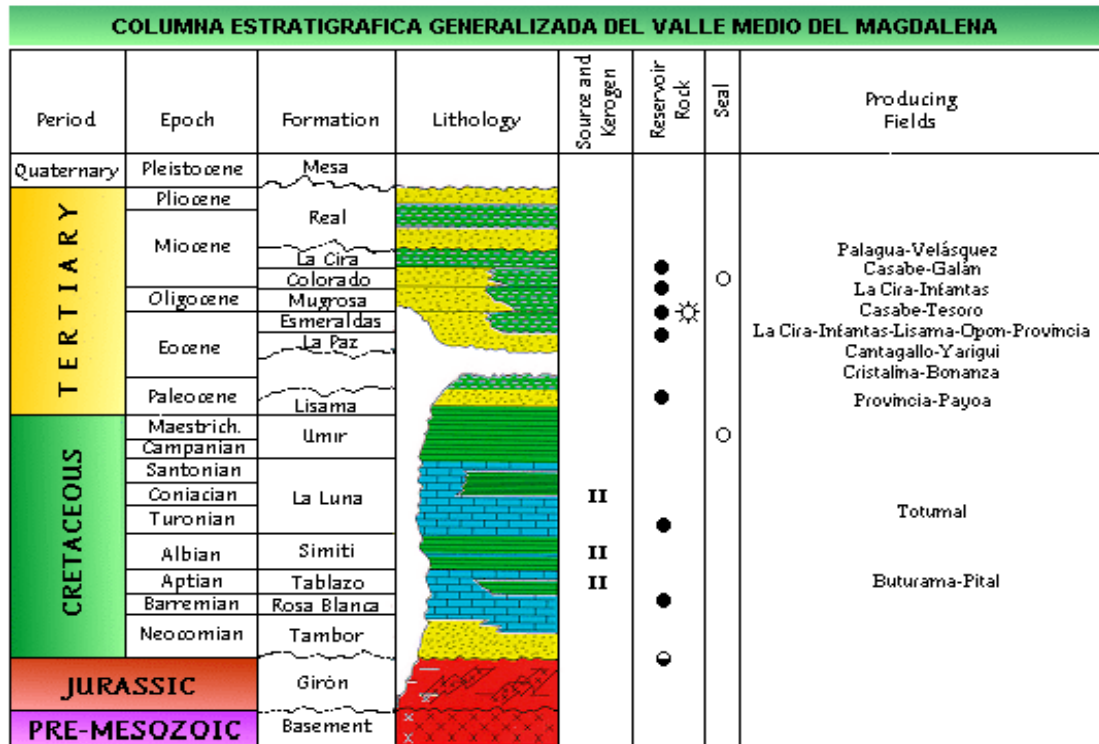
La columna litológica que se presenta en el Campo Llanito, comprende rocas que van de las edades del Jurásico hasta el Terciario reciente, como se observa en la columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena de la **figura 74**.

Formación Colorado- Zona A. Comprende la sección de arenas ubicadas entre "La Cira Shale" y los fósiles de la formación Mugrosa.

Formación Mugrosa- Zonas B y C. La formación Mugrosa constituye la parte basal del grupo Chuspas. Es una de las unidades de distribución más amplia y constante del Valle Medio del Magdalena y puede subdividirse litológicamente en dos horizontes: El inferior Zona C predominantemente arenoso y el superior Zona B, arenoso- arcilloso.

Formación Esmeralda- Zona D. Constituye la parte superior del grupo Chorro. Está compuesta por arcillolitas lutíticas intercaladas por bancos de areniscas.

Figura 74. Columna estratigráfica generalizada del Valle medio del Magdalena.



Fuente: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito – Gala – Cardales. Vigencia 2007.

3.5. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO LLANITO Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

El estudio desarrollado en el presente trabajo de investigación se centra en el análisis del desempeño del proceso de inyección WAG en las arenas de la formación mugrosa B. Esta formación se subdivide en cuatro unidades denominadas B1, B2, B3 Y B4. El modelo de simulación se construyó para las zonas B2 y B3, que son los estratos de mayor aporte de fluidos a la

producción. La **tabla 33** presenta las propiedades petrofísicas de las unidades consideradas en el estudio en el área seleccionada. Estas unidades son relativamente continuas a través de todo el patrón de inyección.

Tabla 33. Propiedades petrofísicas promedio de las unidades en estudio de la formación mugrosa B.

Formación	Unidad	Espesor bruto (pies)	Espesor neto (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
Mugrosa B	B2	300	24.25	21.92	90.17
	B3	400	64.33	21.47	96.16

Fuente: Promedios PRIZM, Instituto Colombiano del Petróleo. Octubre de 2008.

La formación del área de Llanito es altamente arcillosa, causando problemas para la interpretación de registros, además la alta salinidad de las aguas de formación afecta la respuesta en ellos, dificultando el establecimiento de valores límites de porosidad y resistividad que permite identificar el carácter petrolífero o acuífero de una zona, así también el alto grado de fallamiento incrementa esta dificultad.

3.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.

La calidad del crudo del campo llanito varía entre 17° API Y 24°API. Estas características corresponden a un crudo medio que puede ser sometido a un proceso de inyección de agua o a un proceso de inyección de gas. El GOR inicial está entre 200 y 400 SCF/STB.

El agua de formación del campo es salada, presenta 28000 ppm de Cl⁻. Esta salinidad es uno de los factores que impide una interpretación precisa de los registros eléctricos corridos en la zona.

3.7. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

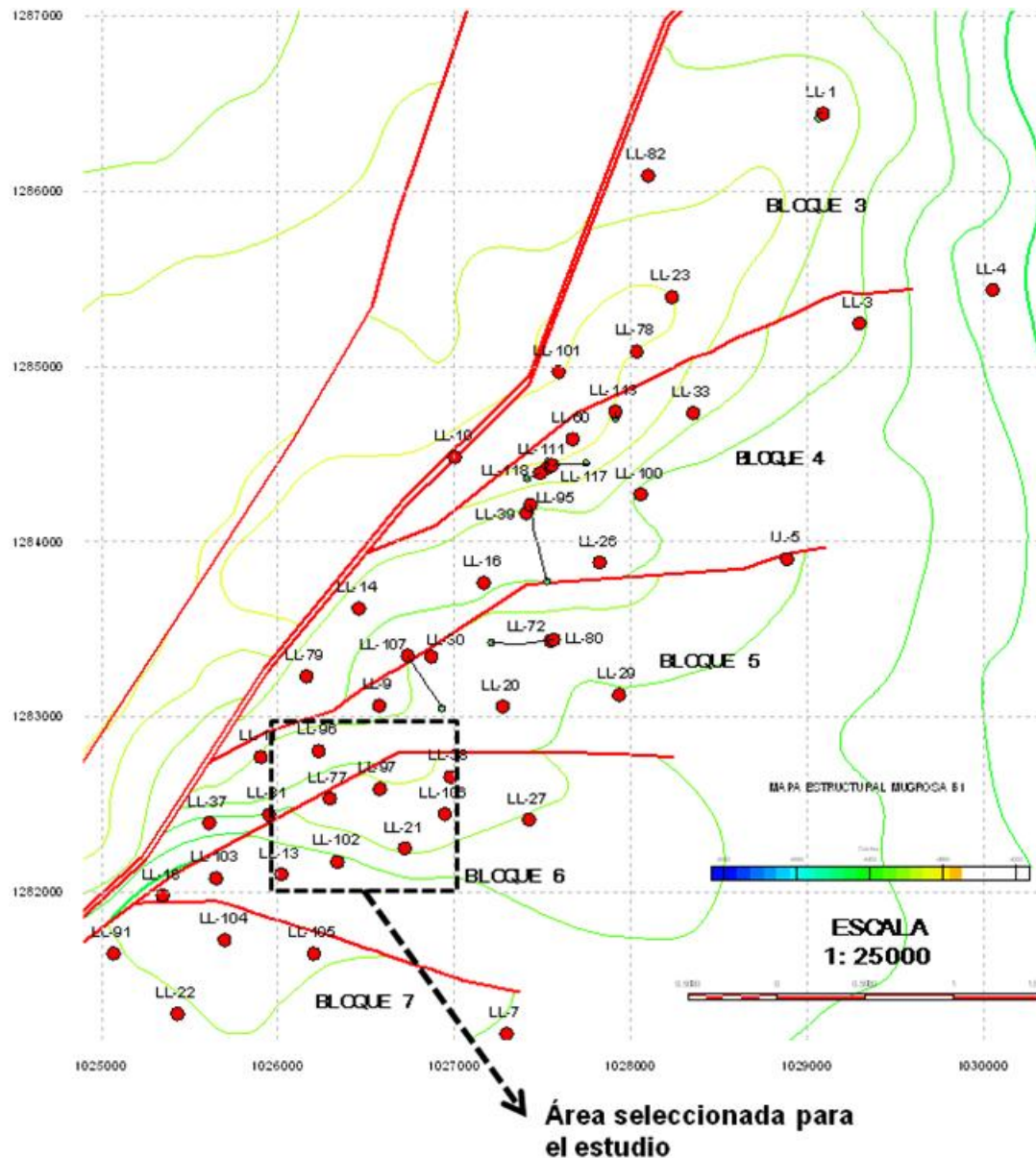
Luego de analizar el desempeño de la inyección WAG en un modelo conceptual homogéneo y en uno heterogéneo, se construyó un modelo conceptual sobre un área del campo Llanito con el fin de llevar a cabo un piloto de la técnica WAG, para determinar mediante simulación numérica la viabilidad de implementar este proceso desde el punto de vista técnico, para incrementar la producción del campo. La **figura 75** muestra la distribución de los pozos en el campo Llanito sobre un mapa de topes estructurales del mismo, y el área seleccionada para el estudio.

El sector elegido para el modelamiento, corresponde a un patrón piloto de inyección de agua, que se encuentra en etapa de diseño. Al año 2008 se han establecido las condiciones operacionales suficientes para llevar a cabo una simulación numérica del proceso. Este piloto de inyección aún se encuentra en etapa de estudios preliminares y se espera que para el año 2009 se haga efectivo. Existen dos razones principales por las cuales se seleccionó esta área de análisis; en primer lugar, porque el proceso de inyección WAG se aplica posterior a una inyección de agua; y en segundo lugar porque no existe otra área en el campo Llanito además de la elegida para el estudio, sobre la cual se haya efectuado un proceso de inyección de agua, o se haya desarrollado un diseño preliminar de ella.

Los parámetros operacionales fijados en el diseño previo realizado por ECOPETROL para la inyección de agua, se emplearán para simular este

proceso de recobro secundario, y sobre él analizar el desempeño del proceso de inyección WAG.

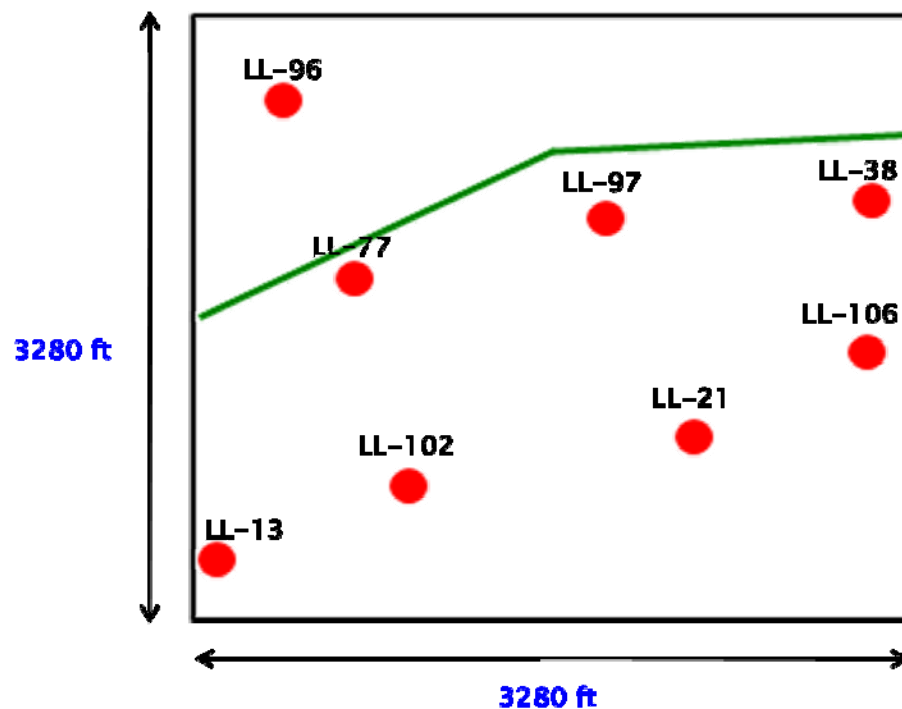
Figura 1. Mapa de pozos del campo llanito.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo. 2008.

En la **figura 76** se puede observar un esquema ampliado de la zona seleccionada para el modelamiento. Como se puede ver, se trata de un sector ubicado entre los bloques 5 y 6 del campo llanito. Existe una falla de no flujo que divide los dos bloques. El sector comprende un área de 247 acres, sobre la cual se encuentran ubicados 8 pozos productores. Cada uno de estos pozos fue perforado en fechas diferentes como lo muestra la **tabla 34**, y su producción acumulada es diferente.

Figura 76. Esquema del sector seleccionado para el modelamiento de la inyección WAG.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo. 2008.

Los pozos llanito-21, llanito-77, llanito-97, llanito-102 y llanito-106, componen el patrón de inyección diseñado. En medio de estos pozos se perforaran dos pozos inyectores Iny-1 e Iny-2 ubicados según lo muestra la **figura 77**. El

área de inyección está compuesta por dos patrones de cinco puntos invertidos de aproximadamente 30 acres cada uno.

Tabla 34. Producción acumulada de los pozos del sector seleccionado para la inyección de agua y la inyección WAG.

Pozo	Fecha de inicio de producción	Producción acumulada mugrosa B2 (bbl)	Producción acumulada mugrosa B3 (bbl)
Llanito-13	01/07/1961	-	379539
Llanito-21	01/10/1961	10607015	10912667
Llanito-38	01/10/1964	15305825	2130479
Llanito-77	01/07/1981	2783421	8089998
Llanito-97	01/02/1984	791813	13714527
Llanito-102	01/05/1985	112060	12185118
Llanito-106	01/04/2005	378166	431396

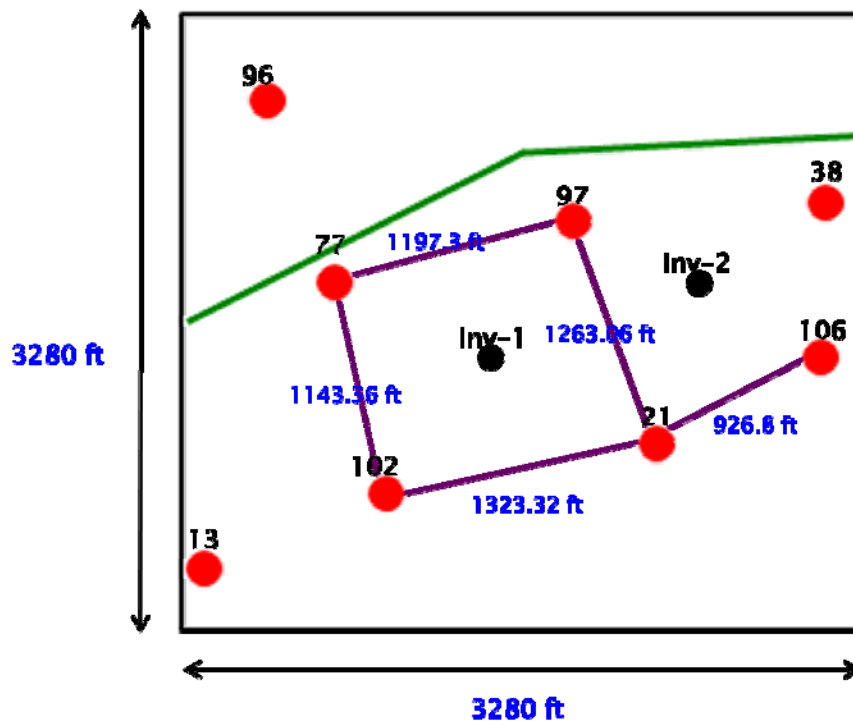
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo. ECOPETROL. 2008.

En la **tabla 34** no se presenta la producción del pozo llanito-96. Este pozo no será considerado dentro del estudio debido a que se encuentra ubicado al otro lado de la falla, y por lo tanto no aporta fluidos del patrón considerado para la inyección. Los cálculos de factor de recobro se realizaron con base

en el volumen de hidrocarburos in-situ del campo llanito, que corresponden aproximadamente a 320'000,000 bbl de petróleo.

Es importante aclarar que aunque el espesor bruto de las formaciones B2 y B3 es demasiado grande para pensar en la aplicación de un proceso de inyección WAG, el espesor neto de cada formación no supera los 70 pies. Adicionalmente, se trata de una zona altamente estratificada, lo cual es benéfico para la inyección WAG.

Figura 77. Área seleccionada para la inyección de agua.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo. 2008.

El modelo de simulación construido comprende un área total de 247 acres, distribuidos en un grid de 11*10*12. Las dimensiones del enmallado de simulación se presentan en la **tabla 35**. Se emplearon mapas estructurales e información de los pozos del patrón para definir los topes de las unidades mugrosa B2 y B3. Así mismo, se fijaron las porosidades del modelo, y los espesores netos productores.

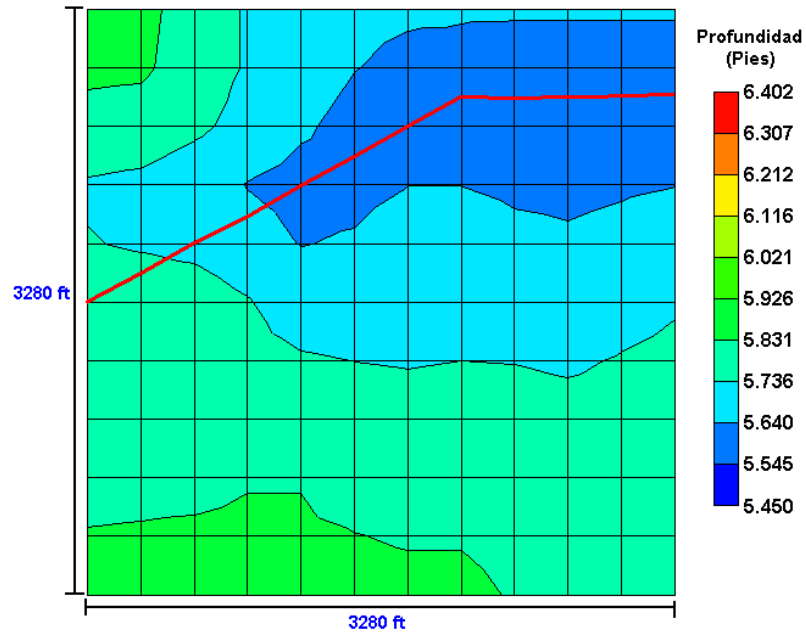
Tabla 35. Dimensiones del grid de simulación.

Dirección	Dimensiones
X	11*298.2
Y	10*328
Z	6*50, 6*66.67

La **figura 78** muestra el grid de simulación en dos dimensiones. En esta figura se puede observar la ubicación de la falla y se aprecia la profundidad de los topes a lo largo de toda el área.

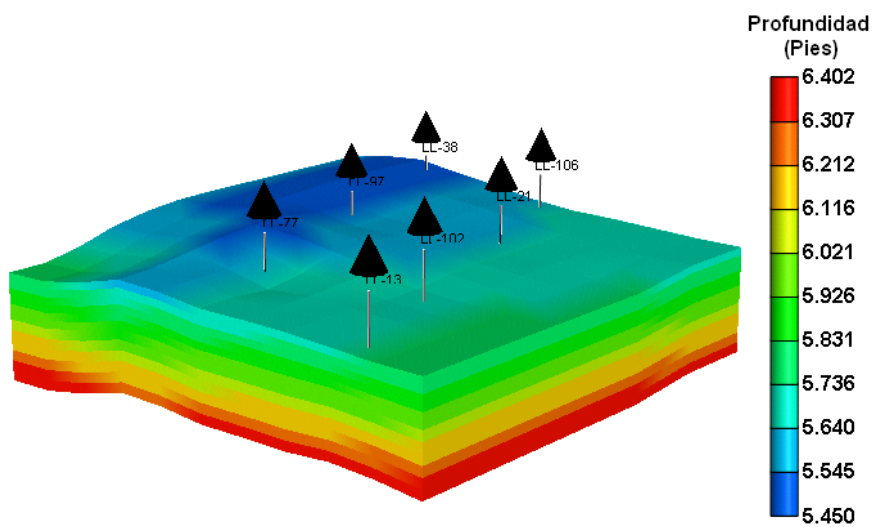
En la **figura 79** se puede observar el grid en tres dimensiones. En esta figura se aprecia claramente la forma del anticlinal y la ubicación de los pozos productores. Cada uno de los pozos cuenta con información estructural, petrofísica y de producción que permitió fijar las propiedades de todo el sector.

Figura 78. Grid de simulación en dos dimensiones del sector bajo estudio.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

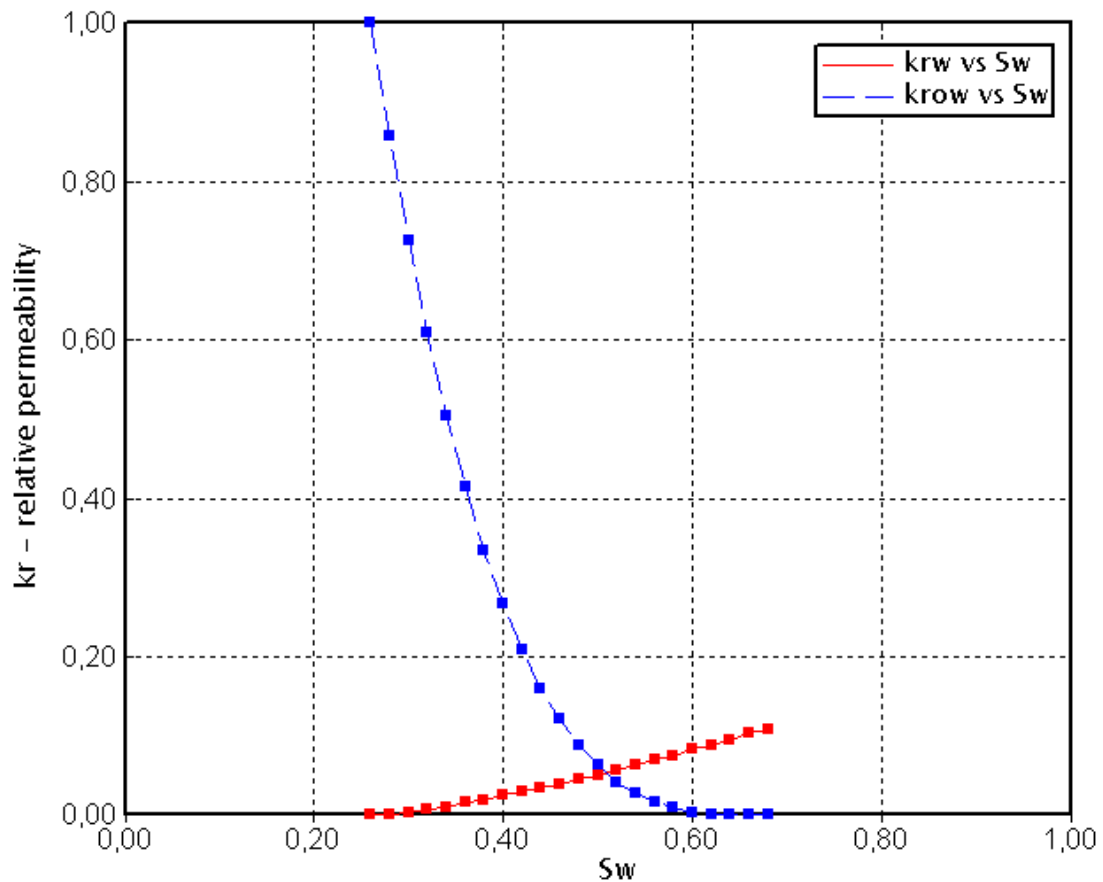
Figura 79. Modelo de simulación en tres dimensiones del sector bajo estudio.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La curva de permeabilidades relativas correspondiente a la formación mugrosa B se presenta en la **figura 80**.

Figura 80. Curva de permeabilidades relativas de la formación mugrosa B.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En la **tabla 36** se presentan las propiedades seleccionadas para el grid de simulación, y en la **tabla 37** se presentan las propiedades de los fluidos.

Tabla 36. Propiedades del grid de simulación.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Espaciamiento entre pozos	30	Acres
Profundidad del tope	5450	Pies
Presión inicial	2400	psi
Compresibilidad de la roca	2.74 e ⁻⁶	1/psi
Temperatura de yacimiento	135	°F

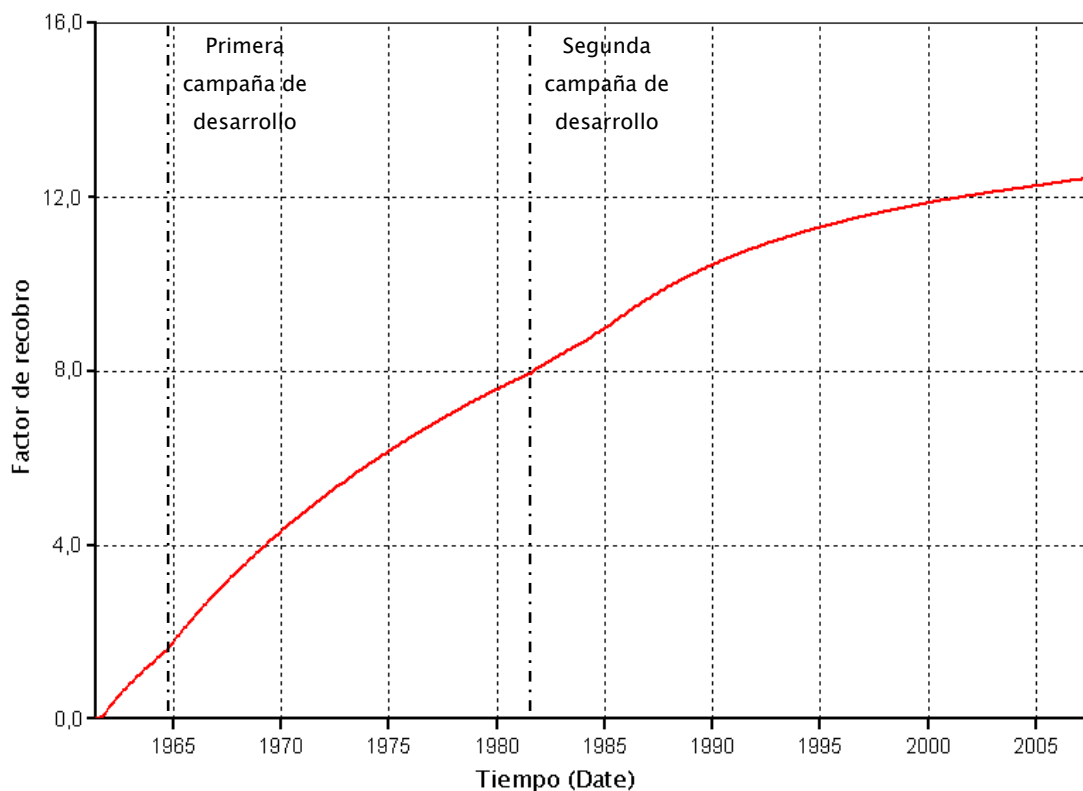
Tabla 37. Propiedades del fluido.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Viscosidad del aceite	2	cP
Gravedad	21	API
Viscosidad del agua	0.432871	cP
Presión de saturación	1900	psi
Gravedad específica del gas (Aire)	0.7	

Durante la etapa de producción primaria, se ajustó los valores de producción acumulada de los pozos, el factor de recobro reportado y los eventos más importantes dentro de la etapa de desarrollo del campo. La **figura 81** presenta una gráfica de factor de recobro del campo llanito desde el año

1960 hasta el año 2007. Como se puede observar, la curva presenta dos cambios de pendiente importantes. Estos cambios se deben a las dos primeras campañas de desarrollo implementadas en el campo llanito. La primera de ellas se llevó a cabo entre los años de 1960 y 1968 y la segunda se efectuó entre los años 1981 y 1985. Como se puede observar, el factor de recobro último en producción primaria es de aproximadamente 13% en el año 2007. Esto quiere decir que aún resta un gran volumen de hidrocarburos por extraer.

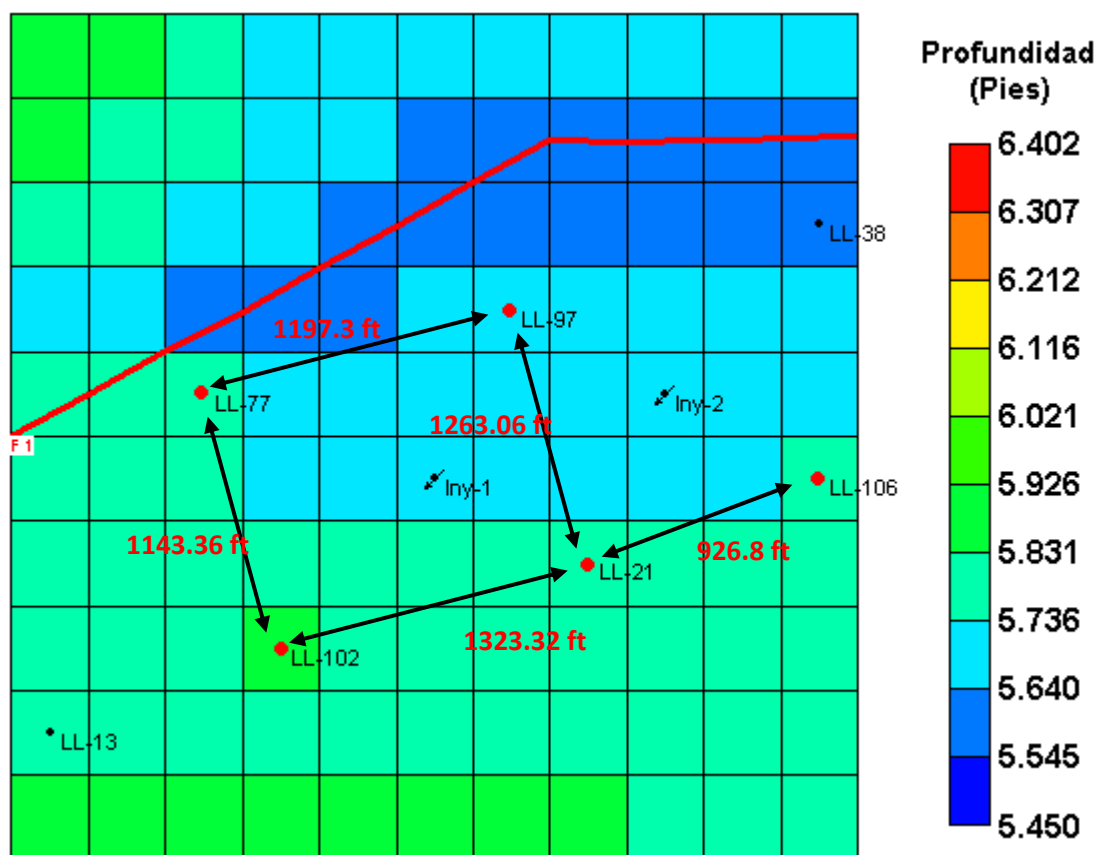
Figura 81. Comportamiento del factor de recobro en producción primaria para el campo llanito.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Para efectuar el modelamiento de la producción secundaria se perforaron dos pozos inyectoros Iny-1 e Iny-2 ubicados según lo muestra la **figura 82**. Se fijó las condiciones operacionales de cada pozo de acuerdo a una inyectividad establecida en el diseño inicial de 15 bbl/d/pozo/pie.

Figura 82. Ubicación de los pozos en el patrón de inyección.

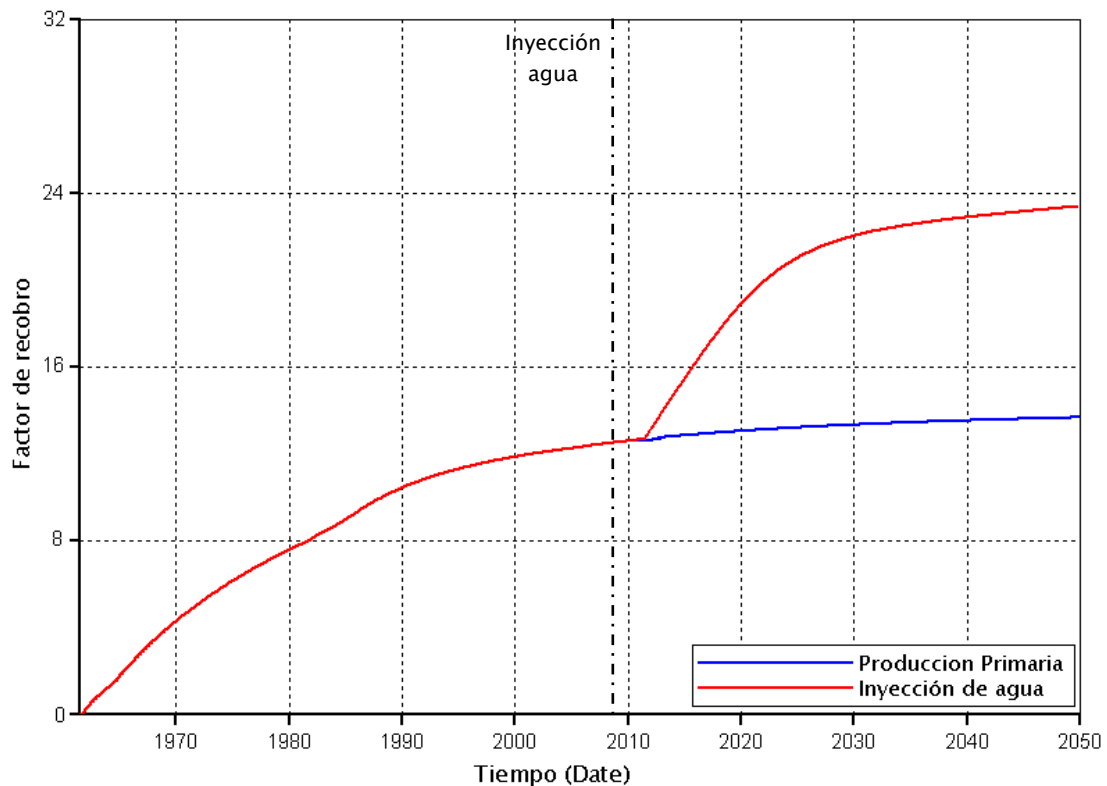


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La **figura 83** muestra el comportamiento del factor de recobro durante la producción secundaria para el modelo establecido. Como se puede observar, la inyección de agua arroja resultados positivos para el campo. El factor de

recobro adicional que se puede obtener con este proceso se aproxima al 9% o 10%. Y el factor de recobro último se pronostica en 24% para el año 2025.

Figura 83. Comportamiento del factor de recobro en producción secundaria para el campo llanito según pronóstico de simulación numérica.

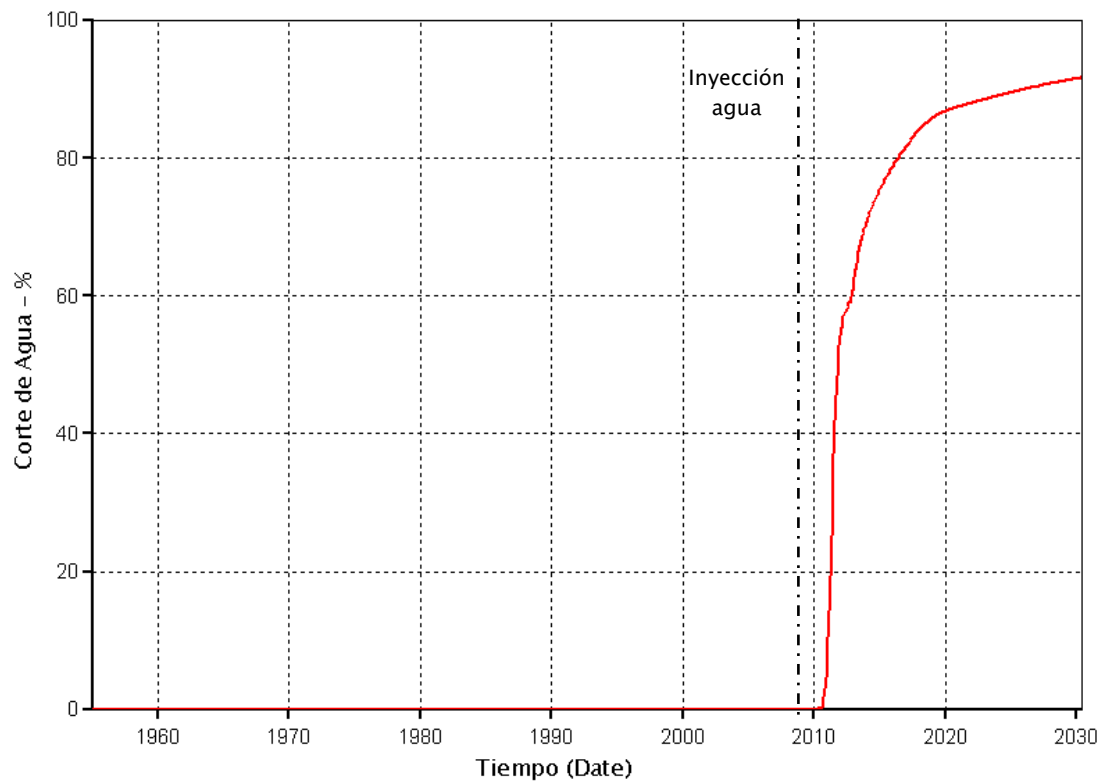


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

El principal criterio de diseño de un proceso de inyección WAG, es el corte de agua durante la producción secundaria del campo. De acuerdo a la gráfica presentada en la **figura 84**, se seleccionó el año 2025 como fecha apropiada para aplicar este proceso. Esta decisión se tomó en primer lugar porque para esta fecha los cortes de agua en el patrón son elevados, y en segundo lugar,

porque para esta fecha el factor de recobro adicional de la inyección de agua ya está cercano a alcanzar su valor máximo.

Figura 84. Comportamiento del corte de agua durante la inyección de agua.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Según los resultados obtenidos en el estudio preliminar de los modelos conceptuales construidos para la inyección WAG, se fijó un tamaño de bache del 3% del volumen poroso correspondiente a 1'080,000 bbl o 6'064,200 cf. La **tabla 38** presenta los parámetros operacionales establecidos en el diseño del piloto de inyección WAG para el campo llanito.

Tabla 38. Condiciones operacionales de la inyección WAG.

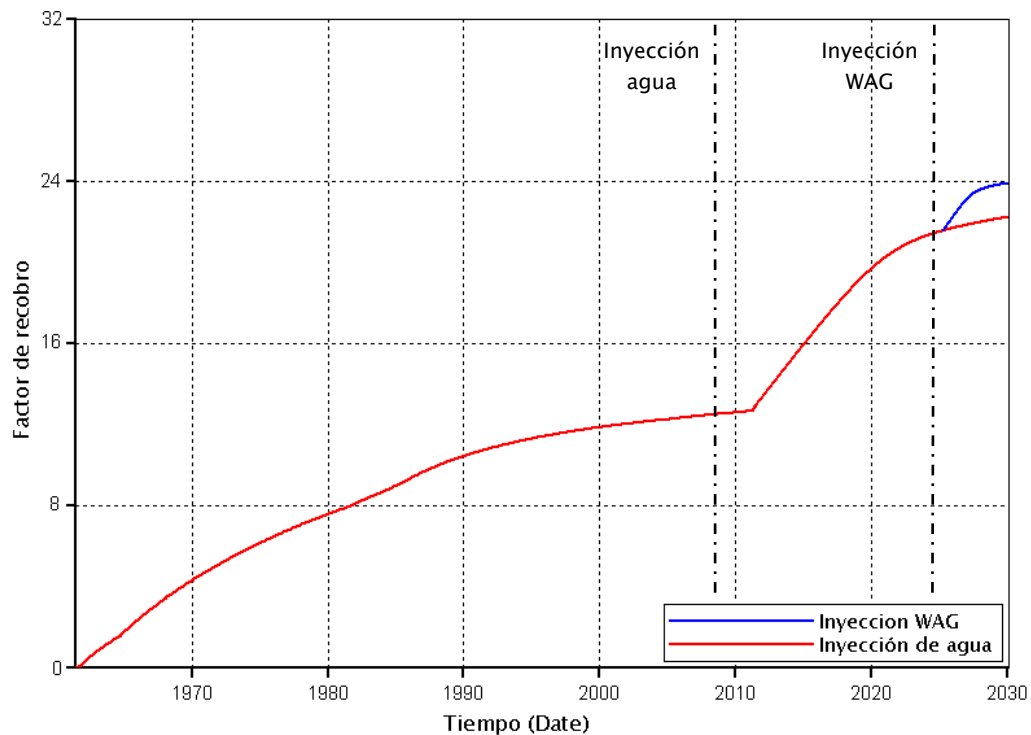
Condiciones operacionales	Valor seleccionado
Corte de agua.	87%
Tamaño del bache.	3% VP
Relación WAG.	0.5
Volumen total de gas inyectado.	30% VP
Frecuencia de ciclos.	1 año
Espaciamiento entre pozos.	30 acres
Tasa de inyección de agua.	2960 bbl/d/pozo
Tasa de inyección de gas yacimiento.	16620 cf/d/pozo
Tasa de inyección de gas superficie.	5'352,515 SCFD/pozo

Una vez fijadas las condiciones de operación de los pozos inyectores, se procede a inyectar los baches de agua y gas continuamente hasta finalizar con el último bache del 3% del volumen poroso. En la **figura 85** se presenta la respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG.

Como se puede observar, la inyección WAG incrementa el factor de recobro en aproximadamente un 4%. Una de las razones principales por la cual el proceso resulta eficiente, es por la alta heterogeneidad de la formación. Como se ha mencionado antes, la diferencia de permeabilidades en el yacimiento, permite crear obstáculos al desplazamiento vertical de los fluidos

inyectados, y así reducir los efectos gravitacionales sobre estos manteniendo un frente de desplazamiento mucho más estable.

Figura 85. Comportamiento del factor de recobro pronosticado para la inyección WAG en el campo llanito.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En conclusión, desde el punto de vista técnico resulta viable aplicar un proceso de inyección WAG en el sector seleccionado del campo llanito como método de recobro terciario para mejorar el desempeño de la inyección de agua. Sin embargo, es importante efectuar un análisis económico que permita determinar la factibilidad de aplicar el proceso de acuerdo a costos de inversión e ingresos por la producción.

CONCLUSIONES

- El proceso de inyección WAG tiene como objetivo principal, desplazar volúmenes adicionales de aceite entrampados en el medio poroso. Por ningún motivo se emplea como mecanismo para mantener la presión en el yacimiento. Por el contrario, la presión de formación desciende considerablemente cuando se inyectan baches de gas demasiado grandes, o cuando se inyecta este fluido a tasas muy bajas.
- Los procesos de inyección WAG deben manejar un equilibrio entre los volúmenes de gas y de agua inyectados para garantizar la eficiencia del proceso y un mayor recobro de hidrocarburos. Esto se debe a:
 - ✓ Si se inyectan mayores cantidades de agua que de gas, se alcanzaran cortes de agua elevados en muy poco tiempo.
 - ✓ Si se inyectan mayores cantidades de gas que de agua, la presión del yacimiento se reducirá considerablemente y el agua experimentará un proceso continuo de llenado de gas que no es benéfico para el proceso.
- El proceso de inyección WAG presenta muy buenos resultados en yacimientos altamente heterogéneos debido a que la variación de la permeabilidad permite controlar mucho mejor el frente de inyección reduciendo la segregación gravitacional del agua y del gas. Estos fluidos al desplazarse encuentran barreras que retardan su movimiento en sentido vertical.
- La técnica WAG es un proceso eficiente durante la inyección de los primeros 0.3 volúmenes porosos de gas. Por encima de este volumen, no

se obtiene una recuperación de hidrocarburos considerable debido a que la presencia de gas entrampado en el yacimiento, comienza a reducir la presión del sistema, y así los fluidos desplazantes no ejercen ningún tipo de influencia sobre el petróleo remanente.

- La eficiencia de la inyección WAG aumenta en yacimientos con crudos livianos debido en primer lugar a la mayor movilidad de estos fluidos dentro del medio poroso; en segundo lugar a que la relación de movilidades entre el agua y el aceite es mucho mejor; y en tercer lugar, porque los componentes livianos del aceite en el yacimiento son más compatibles con los componentes del gas inyectado.

RECOMENDACIONES

- Durante el desarrollo de un proceso de inyección WAG, se producen volúmenes considerables de agua y gas en superficie. Se recomienda no inyectar a altas tasas para evitar elevar los costos de tratamiento y manejo de estos fluidos.
- Según el estudio realizado, no se recomienda inyectar más de 0.5 volúmenes porosos de gas al yacimiento, debido a que no se obtienen factores de recobro adicionales que permitan equilibrar los costos de inyección y mantenimiento de estos volúmenes de fluido.
- Según el análisis llevado a cabo durante este proyecto de investigación, se concluyó que aplicar un proceso de inyección WAG posterior a una inyección de agua, resulta positivo desde el punto de vista técnico. Sin embargo, se aconseja efectuar un análisis económico que incluya: costos adicionales de tratamiento del gas, transporte e inyección del mismo, para garantizar la rentabilidad del proyecto.
- Antes de llevar a cabo el diseño de una inyección WAG, es recomendable evaluar la disponibilidad de los volúmenes necesarios de gas para efectuar sin contratiempos la inyección de los baches. En muchas ocasiones no resulta viable aplicar este proceso, porque no se pueden conseguir las cantidades de gas requeridas, o porque los costos de transporte del gas son muy elevados.
- Para el desarrollo del estudio de simulación realizado para el caso de campo colombiano, se elaboró un modelo de yacimiento que involucra las propiedades de un pequeño sector del campo, y solamente de dos

unidades de la formación mugrosa, por lo que se recomienda que para trabajos posteriores, se lleve a cabo un análisis que tenga en cuenta el modelo geológico de toda la formación con el fin de obtener resultados más confiables.

BIBLIOGRAFÍA

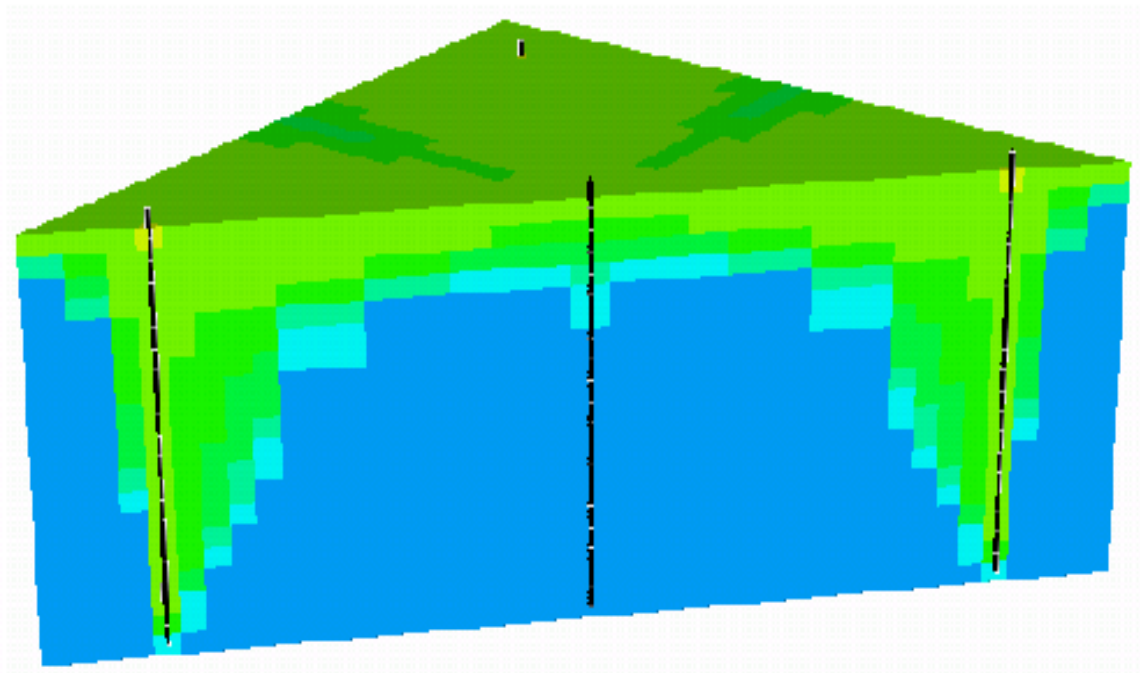
1. ARCO, Ma. YOUNGREN, G.K. "Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska". SPE 28602-MS. 1994.
2. ARIZA, Laura N. ULLOA, Juan M. "Evaluación del Efecto de la Saturación de Gas al Inicio de un Proceso de Inyección de Agua Mediante Simulación Numérica". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2007.
3. BALLAEY, Bill. TYRLE, Job. ELPHIC, John. "*Water control*". Oilfieldreview-Schlumberger. Verano Del 2000.
4. CHRISTENSEN, J.R. STENBY, E.H. LYNGBY. SKAUGE, A. "Review of WAG Field Experience" SPE 39883. 1998.
5. COMPUTER MODELING GROUP LTD. User's Guide. Builder. Versión 2007.
6. GONZÁLEZ, R. y LIZARAZO, N. "El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 1986.
7. GORELL, S.B. "Implications of Water-Alternate-Gas Injection, for Profile Control and Injectivity". SPE 20210-MS. 1990.

8. IVANOVA, I.S. ROSNEFTNEFT. SORBIE, K.S. VAN DIJKE, M.I.J. "Analysis of Phase Displacement Paths in Gas Injection and Three- Phase Flow in Water-Alternating-Gas (WAG) Processes". SPE 103583. 2006.
9. JENKINS, M.K. "An analytical Model for Water/Gas Miscible Displacements". SPE/DOE 12632. 1984.
10. JIMÉNEZ, Robinson. "Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) Mediante Analogías". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2005.
11. LAWRENCE, J.J. TELETZKE, G.F. HUTFILZ, J.M. WILKINSON, J.R. "Reservoir Simulation of Gas Injection Processes". SPE 81459. 2003.
12. LEÓN, Néstor J. PINTO, Elberth D. "Estudio Preliminar de la Permeabilidad Relativa en Tres Fases Para un Proyecto de Inyección Alternada de Agua y Gas-WAG". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2004.
13. MANRIQUE, E. CALDERÓN, G. MAYO, L. STIRPE, M.T. "Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences". SPE 50645. 1998.
14. NORMAN, C. "Elements of petroleum Reservoirs". SPE. Henry Doherty Series. 1969.
15. SANCHEZ, Néstor. L. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. 1999.

16. STALKUP, F. "Miscible Displacement". Monograph Series Volume 8, SPE. Texas 1983.
17. STONE, Herbert L. "Vertical Conformance in an Alternating Water-Miscible Gas Flood". SPE 11130.
18. SURGUCHEV, L.M. ROGALAND. KORBOL, Ragnhild. HAUGEN, Sigurd. KRAKSTAD, O.S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs". SPE 25075-MS.
19. SURGUCHEV, L.M. ROGALAND. KORBOL, Ragnhild. KRAKSTAD, O.S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoir". SPE 24646-MS. 1992.
20. VAN LINGEN, P. P. BARZANJI, O.H.M. VAN KRUIJSDIJK, C.P.J.W. "WAG Injection to Reduce Capillary Entrapment in Small-Scale Heterogeneities". SPE 36662. 1996.

ANEXO A

GUÍA DE SIMULACIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG) EMPLEANDO EL SOFTWARE IMEX 2007 DE LA COMPAÑÍA COMPUTER MODELLING GROUP.




INTRODUCCIÓN

El diseño de un proceso de recuperación mejorada, incluye estudios previos de simulación, de laboratorio, y análisis económicos que permitan analizar la viabilidad de aplicar algún proceso de este tipo.


A continuación se presenta una guía de simulación, que brinda las herramientas básicas para la construcción de un modelo de inyección WAG. A partir de este tipo de modelos se pueden realizar análisis de sensibilidad y de viabilidad de procesos de recobro mejorado.

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

Para acceder a la plataforma de lanzamiento del simulador, se debe hacer doble clic en el icono de **CMG** , o en el menú de programas del computador donde se encuentra instalado el simulador; posteriormente seleccione la carpeta **CMG** y haga clic en **Launcher 2007.10**. A continuación se abrirá el **Technologies Launcher** (ver **figura 1A**), el cual permite acceder a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman la familia **CMG**, y que funciona como directorio de proyectos. Mediante esta interface gráfica, el usuario puede iniciar las simulaciones y manejar los archivos utilizados y generados durante la simulación.

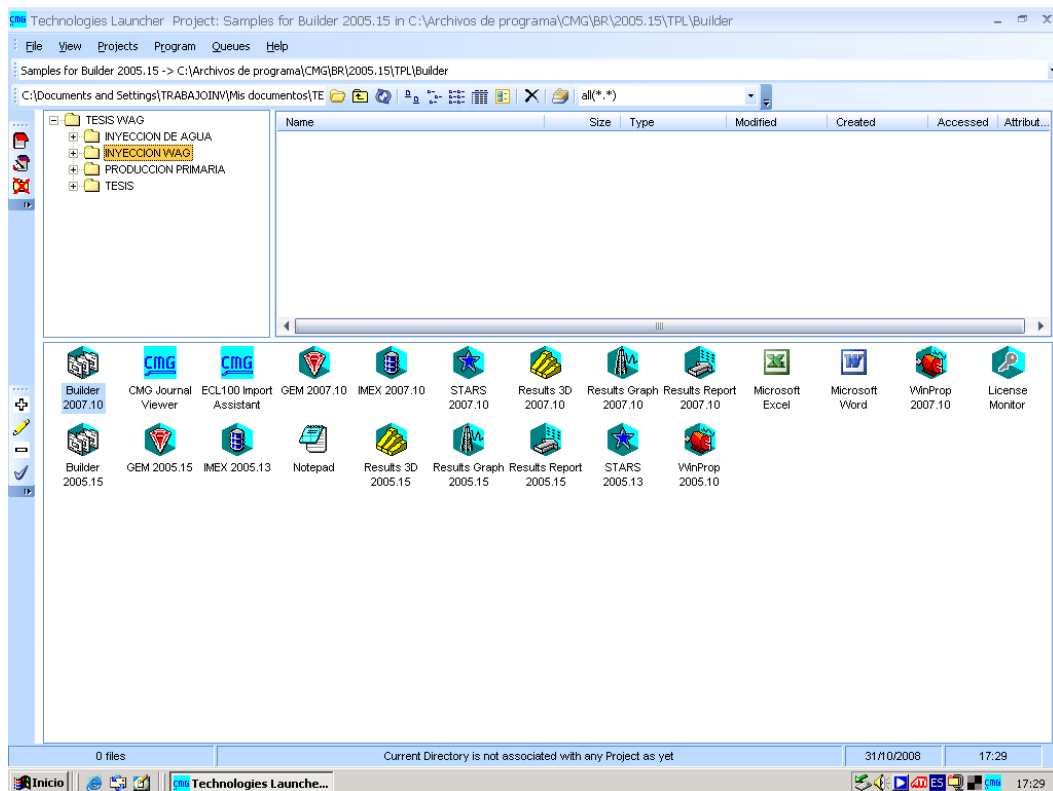
A.2 CREACIÓN DE UN NUEVO ARCHIVO DE SIMULACIÓN

Para crear un nuevo modelo de simulación es necesario acceder en un principio al archivo de creación de datos dando doble click en el icono **Model**

Builder  **Builder 2007.10**. A continuación se abrirá una ventana que permite definir

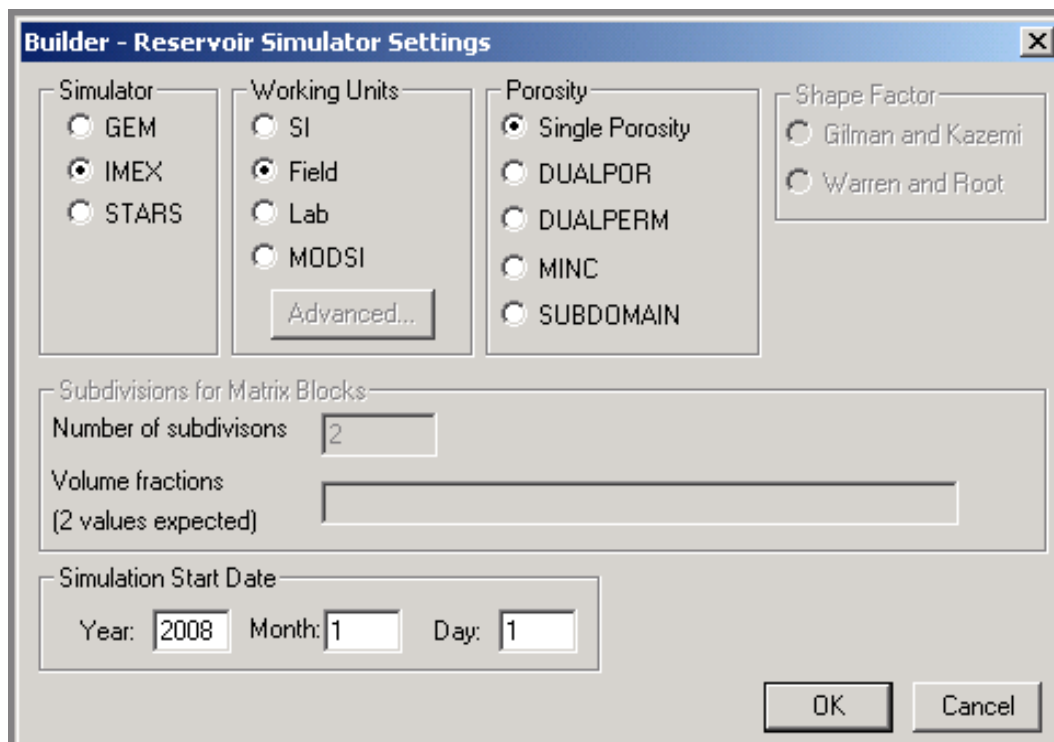
las unidades del modelo (Ver **figura 2.A.**): unidades del sistema internacional (SI), unidades de campo (field) o unidades de laboratorio (lab), la porosidad (especifica si se modela un yacimiento normal o uno fracturado) y la fecha de inicio del proceso de simulación. Para este estudio se trabajara con el simulador **IMEX**, unidades de campo (field), y un sistema de porosidad normal (Single Porosity). A demás de esto se debe ingresar el año, mes y día en que se inicia la simulación. Luego de realizar esta selección haga clic en **OK**.

Figura 1.A. Plataforma de lanzamiento del technologies launcher 2007.10.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Figura 2.A. Ventana de configuración del simulador.

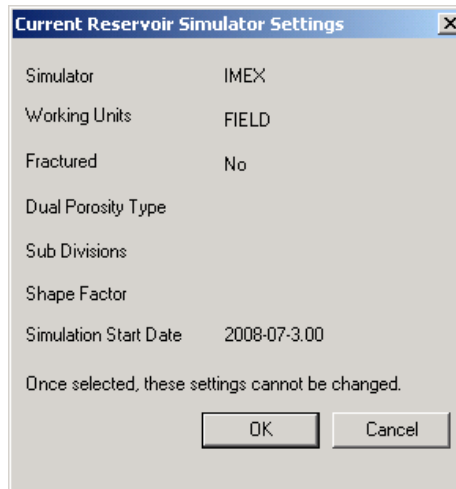


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Una vez realizado lo anterior, debe aparecer una ventana como se muestra en la **figura 3.A**, que presenta todos los ítems seleccionados y advierte que una vez seleccionados, no podrán ser modificados. Haga clic en **OK** para aceptar el mensaje.

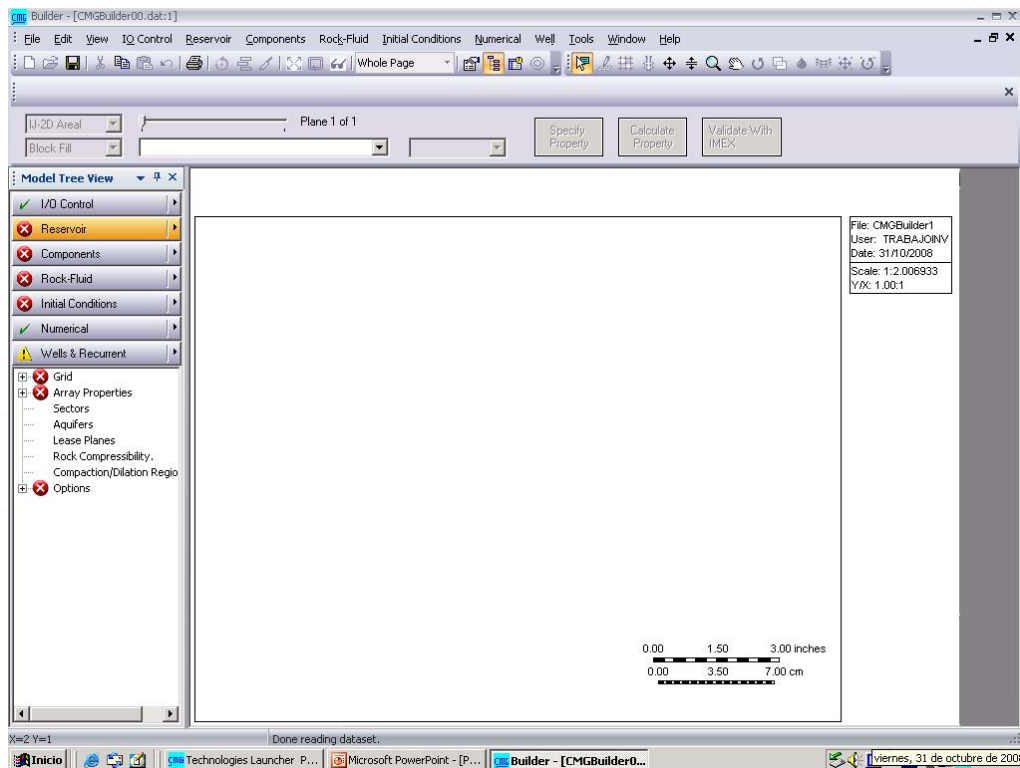
El simulador ingresa automáticamente al **ModelBuilder**, en este se puede crear el archivo de entrada de datos a partir de una ventana principal, como la que se muestra en la **Figura 4.A**, donde aparecen las siete secciones que conforman este archivo.

Figura 3.A. Ventana para la configuración actual del simulador.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Figura 4.A. Ventana principal del ModelBuilder.

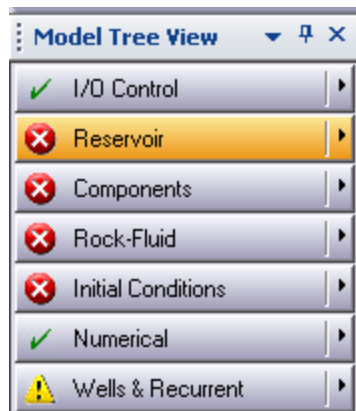


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3. INGRESO DE DATOS EN MODEL BUILDER

Básicamente el **Model Builder** está dividido en siete secciones como lo muestra la **figura 5.A**. Dos de ellas son opcionales, **Input/Output Control** y **Numerical Methods Control**. Esta última en algunas ocasiones es necesario configurarla, como es el caso de los modelos de laboratorio, ya que los valores por defecto en la sección son para sistemas muy robustos, las otras cinco son fundamentales y constituyen el cuerpo de la simulación.

Figura 5.A. Secciones del ModelBuilder.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A continuación se hará una breve explicación de cada una de las secciones del model builder:

- **Input/Output Control (Control de entradas y salidas).** Esta sección tiene como finalidad definir los parámetros encargados de controlar las actividades concernientes al ingreso y la salida del simulador, entre las que podemos destacar: el control de reinicio, los títulos, la selección de

variables, propiedades y frecuencia por medio de las cuales se podrá escribir la información del enmallado, pozos, archivos de salida y **SR2** (archivo de resultado principal). Uno de los aspectos más relevantes de esta sección es que no se requiere de palabras claves u obligatorias, pues cada palabra clave cuenta con un valor por defecto que se puede emplear.

- **Reservoir Description (Descripción del yacimiento).** Por medio de esta sección se pueden determinar e identificar las características geométricas del enmallado (**grid**) que se va a utilizar y posteriormente se ingresan las propiedades generales de la formación, tales como: el espesor del **grid**, el tope, la porosidad, la permeabilidad etc. Así mismo se pueden especificar las condiciones iniciales en el yacimiento, como es el caso de la temperatura, la presión, las saturaciones etc. Esta sección se encuentra relacionada al **Grid Builder** (pre-procesador encargado de modelar la geometría del yacimiento). En esta sección se debe seleccionar el sistema de coordenadas en las cuales se trabajara, para lo cual se cuenta con opciones de enmallado cartesiano, radial, de profundidad y espesor variable, y enmallado tipo esquina.
- **Component Properties (Propiedades de los componentes).** Por medio de esta sección se determinan las propiedades termodinámicas y de transporte de los fluidos que se hallan en el medio poroso.
- **Rock-Fluid Data (Propiedades del sistema roca-fluido).** En esta sección se deben definir las propiedades de interacción del sistema roca-fluido. Para diversos tipos de roca se generan curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares.

- **Inicial Conditions (Condiciones iniciales).** Por medio de esta sección se especifican las propiedades iniciales para la simulación. Entre ellas, se encuentran la presión del yacimiento, las profundidades de los contactos tanto agua-aceite como gas-aceite, profundidad de referencia y la presión del punto de burbuja del yacimiento.
- **Numerical Methods Control (Control por métodos numéricos).** Los parámetros encargados del control de las actividades numéricas del simulador como lo son los intervalos de tiempo, el control de solución del método y la solución iterativa de ecuaciones lineales producidas; se definen por medio de esta sección.
- **Wells and Recurrent Data (Datos de pozo y datos recurrentes).** En esta sección se define lo referente a los datos de los pozos y las restricciones de inyección y producción de los mismos. A su vez se diseña el cronograma de eventos, es decir, lo concerniente a la fecha de inyección, el cierre de los pozos y el inicio de la producción entre otras.

Para ingresar a cada sección solo se hace necesario hacer clic en su respectivo botón.

Con el fin de llevar a cabo una simulación, es pertinente tener presente que se debe completar cada sección manteniendo el orden en el que van apareciendo, puesto que en algunas ocasiones una sección se relaciona con la anterior o en su defecto depende de ella. El estado de las distintas secciones se señala de la siguiente manera:

- ✓ Este icono revela que el **Model Builder** no encontró errores de validación y por ende la sección se encuentra completa. En el momento en que

todas las secciones se encuentren marcadas con este icono la simulación podrá llevarse a cabo.

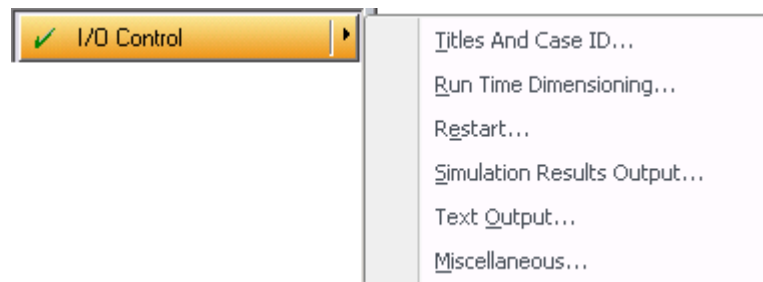
✘ Una sección con este icono es signo de que se encuentra incompleta, debido a que hacen falta datos básicos por ingresar. Una simulación no puede realizarse si alguna sección está señalada con este icono.

⚠ Aquella sección que esté marcada con este icono indica que le hace falta información o la información ingresada no es la adecuada, esto podría ocasionar fallas de convergencia en la simulación, lo que lo convierte en un icono de alerta, más no de error y lo más aconsejable es reevaluar la información ingresada en la sección.

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

En el control de entradas y salidas se genera la identificación del proyecto. Este 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 debe hacer clic en la pestaña correspondiente, como se observa en la **Figura 6.A**.

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



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

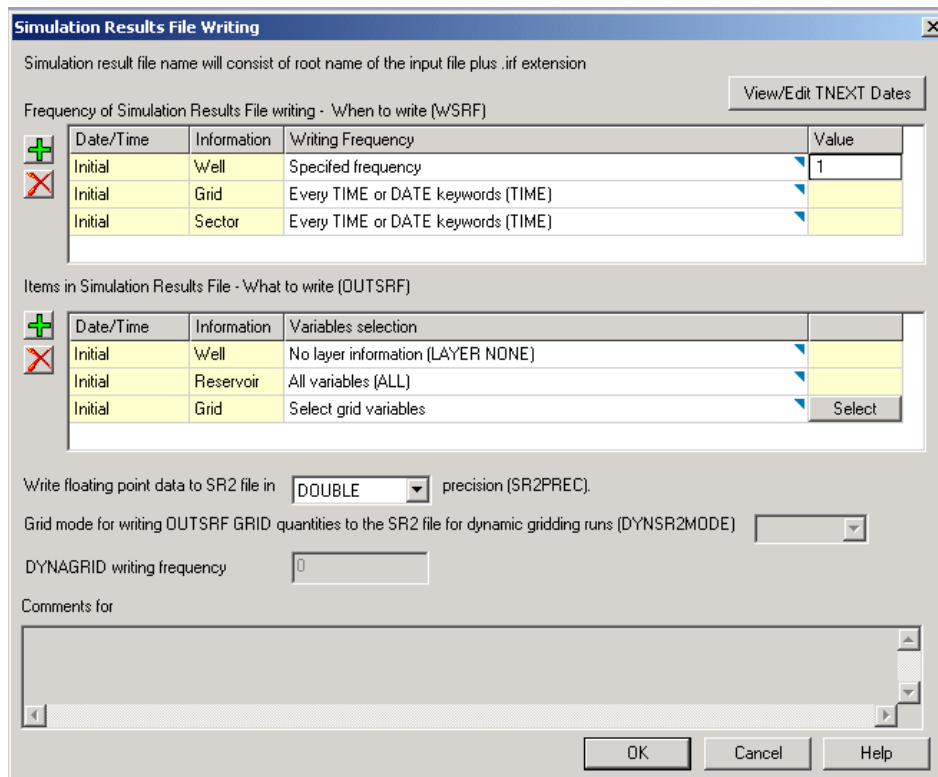
A.3.1.1 Titles and Case ID (Nombre de la corrida). En ella se escribe el nombre del modelo y una breve descripción del mismo, con el fin de identificar la corrida que se va a ejecutar.

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, se recomienda acudir al manual de usuario en caso de realizar modificaciones a los valores mencionados.

A.3.1.3 Restart (Reinicio). Es usado cuando se requiere agilizar el proceso de simulación. Para hacerlo, se debe contar con un modelo ya elaborado, a partir del cual, se elige una fecha determinada en la cual se iniciará 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 simulación.

A.3.1.4 Simulation Results Output (Resultados de salida de la simulación). En esta opción se eligen 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. Al hacer clic en esta sección, aparecerá la ventana que se presenta a continuación.

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



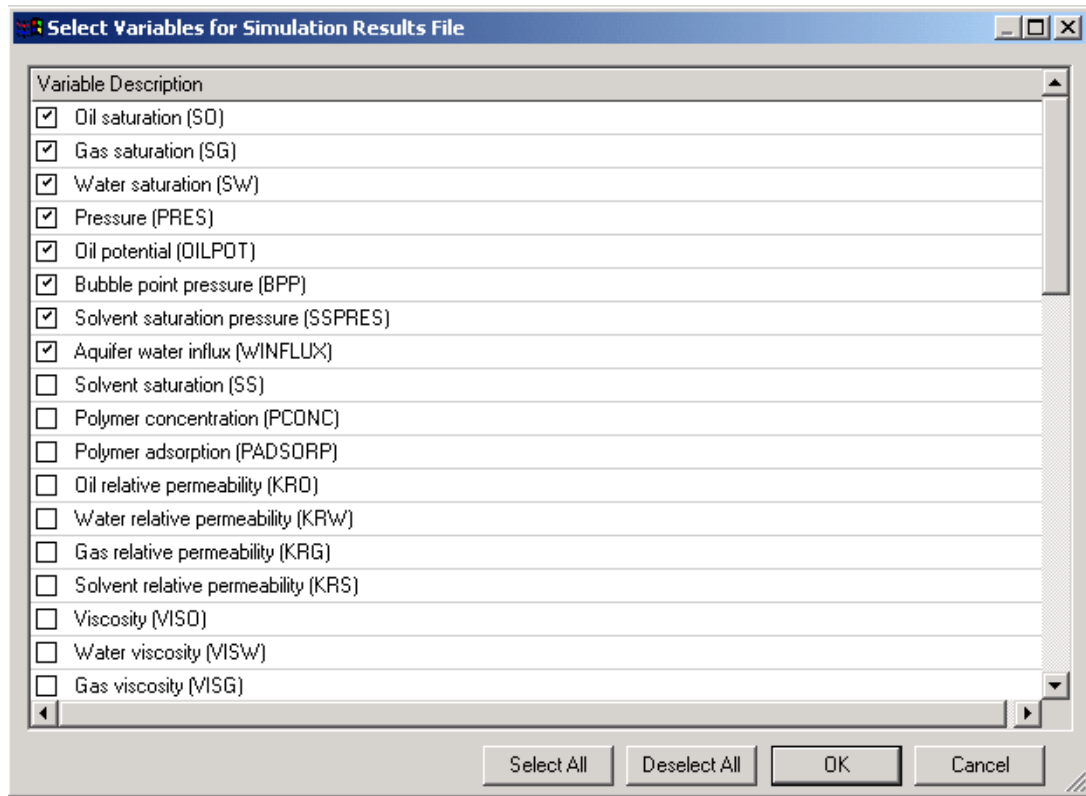
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

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

En la casilla **Grid Information**, al seleccionar **Select Grid Variables** y hacer clic en **Select**, se desplegará una ventana como se observa en la **figura 8.A.**,

en la cual, se escogen las propiedades que requiera durante la simulación. Para guardar los cambios realizados, deberá hacer clic en **OK**.

Figura 8.A. Ventana de selección de variables de salida.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3.1.5 Text Output (Texto de Salida). En esta sección, es posible seleccionar 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, también es posible identificar la información de las variables que estarán presentes en estos archivos.

Para esto, debe hacer clic en **Text Output**, para que se abra una ventana similar a la presentada en la **figura 7.A**. Posteriormente, deberá ingresar la información para el enmallado, pozo, sector e iteraciones.

Si desea seleccionar las variables que se quieran reportar, haga clic en el botón **Select**, y se desplegará una ventana similar a la presentada en la **figura 8.A.**, en la cual aparecen todas las variables que presenta el simulador.

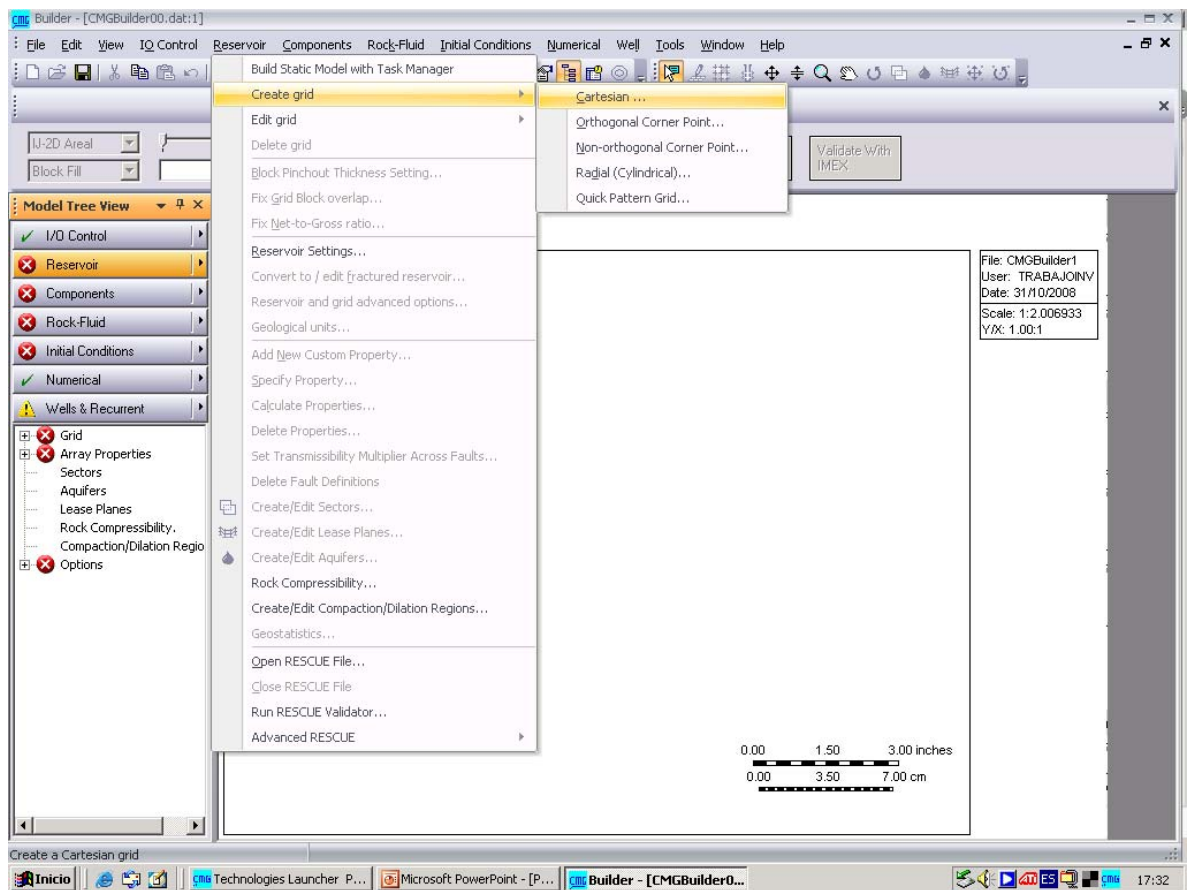
A.3.2 RESERVOIR (Descripción del Yacimiento).

En este ítem, es posible configurar la geometría del enmallado de simulación y la distribución de algunas propiedades en los bloques que conforman el enmallado. (**Ver figura 9.A.**)

A.3.2.1 Grid (Creación del Enmallado). En esta opción se elabora el enmallado que representa el yacimiento que va a ser simulado. Al hacer clic en la pestaña para crear el enmallado, aparecerán las diferentes configuraciones en las que puede ser construido: Cartesiano, Radial, de Profundidad y Espesor variable y de tipo Puntos de Esquina.

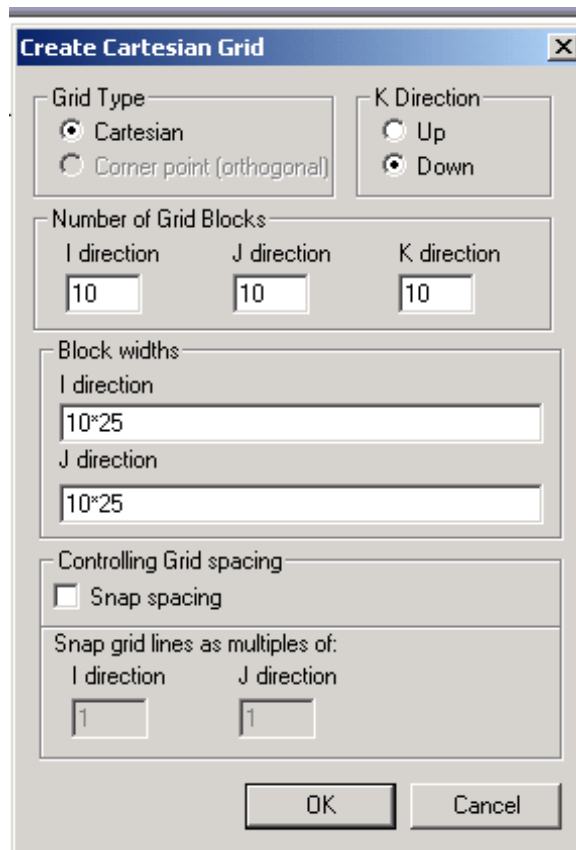
Allí debe especificarse el número de celdas que conforman el enmallado en todas las direcciones y su respectivo espesor, como se presenta en la **figura 10.A.**

Figura 9.A. Menú de Descripción del Yacimiento.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

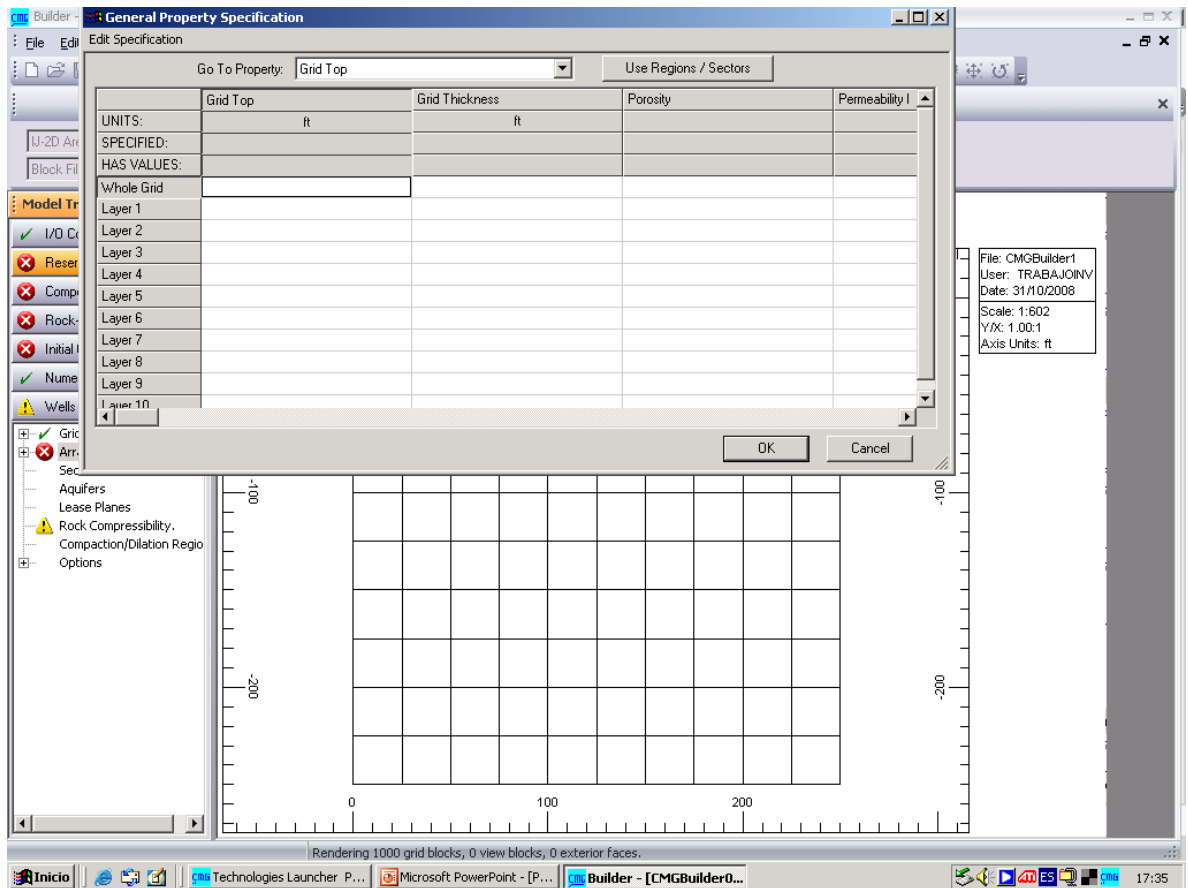
Figura 10.A. Definición del Enmallado de Simulación.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3.2.2 Array Properties (Propiedades del Modelo). Una vez creado el enmallado de simulación, se deben definir algunas propiedades del yacimiento, como el tope de la formación, la permeabilidad, la porosidad, el espesor, como se muestra en la **figura 11.A**. El procedimiento anterior se realiza en la ventana que se despliega al hacer clic en la casilla de esta sección.

Figura 11.A. Propiedades Generales del Yacimiento.



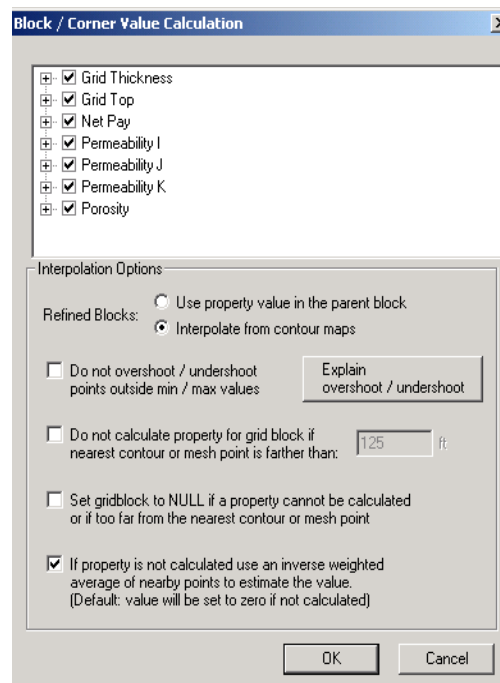
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Después de ingresar los datos requeridos haga clic en **OK**. Posteriormente, aparecerá una ventana (ver **figura 12.A.**), en la cual se listan las propiedades definidas anteriormente. En ella, el usuario puede definir la forma en la cual el simulador realizará los cálculos de cada una de ellas a través de todo el enmallado, es decir, el método de interpolación usado de acuerdo a las características del modelo.

A.3.2.3 Sectors (Sectores). Esta sección se utiliza para definir una región especial que se desea analizar una vez finalice la simulación. Para activar esta opción, debe hacer clic en **Sectors** y aparecerá la ventana que se presenta en la **figura 13.A**.

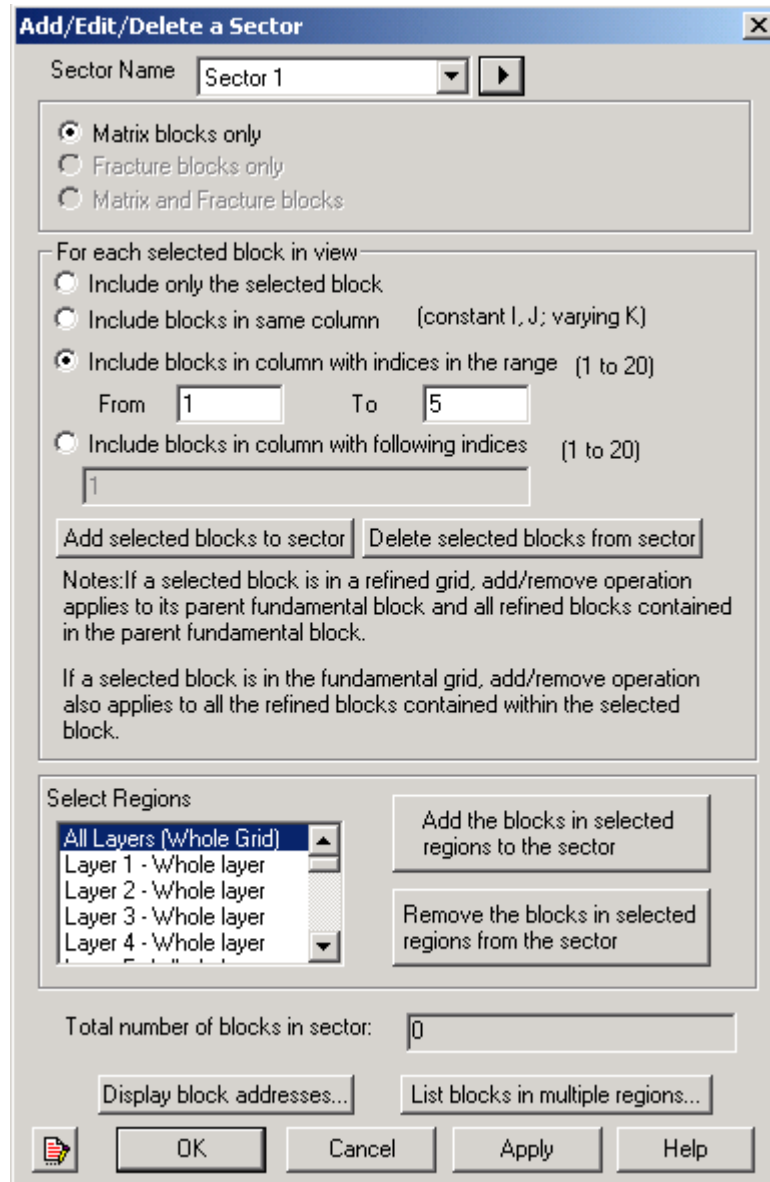
En ella, el usuario puede establecer la zona del yacimiento que desea analizar y las capas en las cuales se encuentra. Una vez seleccionada dicha zona, se debe hacer clic en **Add selected blocks to sector** y posteriormente en **Apply**. Después de definir todos los sectores, haga clic en **OK**.

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



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Figura 13.A. Definición de Sectores.



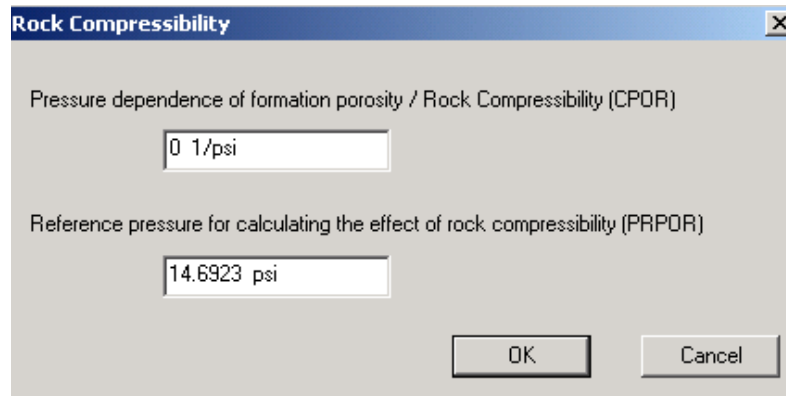
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3.2.4 Acuíferos (Aquifers). 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 compresibilidad de la roca y la presión de referencia a la cual se calculan los efectos de ésta sobre la roca, como se muestra en la **figura 14.A.**

Figura 14.A. Compresibilidad de la Roca.



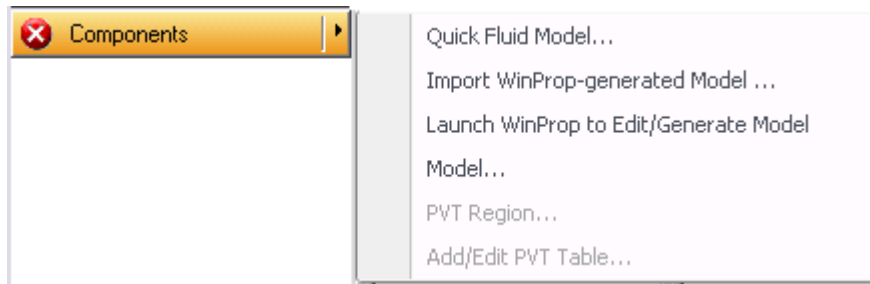
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Una vez completado el proceso, aparecerá el icono , indicando que la sección **RESERVOIR** se ha completado correctamente.

A.3.3 COMPONENTS (propiedades de los componentes).

En esta sección se crea el modelo del fluido y las propiedades de este. La **figura 15.A** muestra el menú de esta sección.

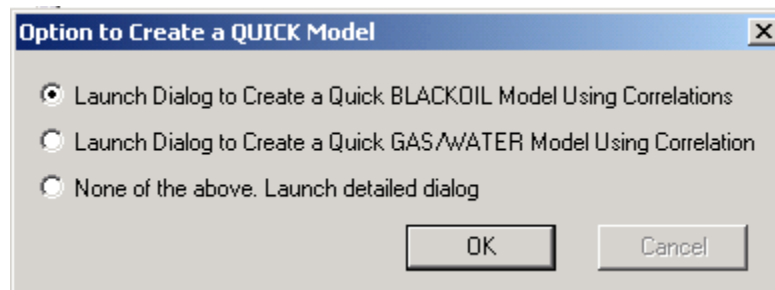
Figura 15.A. Menú sección componentes.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Al hacer clic en **Components** se despliega el menú de componentes, para crear el modelo de fluido se debe hacer clic en **Quick Fluid Model**, para que aparezca la ventana donde se crea el modelo de fluido (**Figura 16.A.**), seleccione la opción **Launch Dialog to Create a Quick BLACKOIL Model Using Correlations** y haga clic en **OK**, se despliega la ventana **Quick Black oil Model**, en donde se debe agregar los valores para las propiedades que se muestran en la **Figura 17.A.** A continuación proceda a crear la región PVT.

Figura 16.A. Ventana para seleccionar el modelo del fluido.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Figura 17.A. Ventana para crear el modelo del fluido.

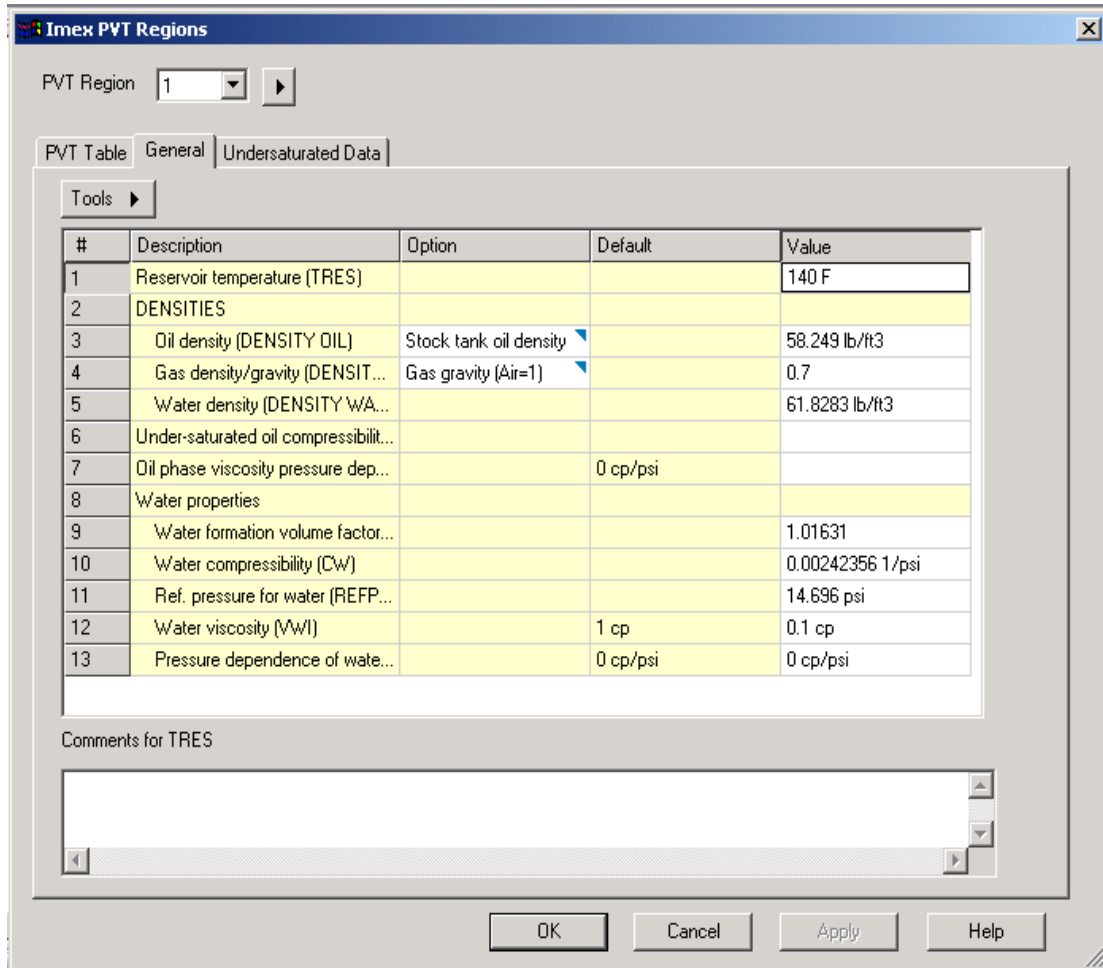
#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		140 F
2	Generate data upto max. pressure of		2165 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	1100 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravity (API)	20
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas gravity (Air=1)	0.7
6	Reference pressure for water properties		14.696 psi
7	Pressure dependence of water viscosity		0 cp/psi
8	Water salinity (ppm)		10000

OK Cancel

Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Para crear la región PVT haga clic en el botón **PVT Regions** que aparece en el menú de la sección **Components**. A continuación, se despliega la ventana donde se ingresa la tabla PVT (**Figura 18.A**). Haga clic sobre la pestaña **General** para ingresar la siguiente información: densidades del aceite, gas y agua, factor volumétrico de formación del agua, compresibilidad del agua, presión de referencia para el agua y viscosidad del agua, donde las propiedades del agua pueden ser generadas por medio de las correlaciones ofrecidas por el simulador, para ello haga clic en **Tools** y después en el botón **Generated Water Properties Using Correlations...**, a continuación se desplegará una ventana donde deberá ingresar la temperatura del yacimiento, la presión de referencia y la salinidad del agua, haga clic en **OK**.

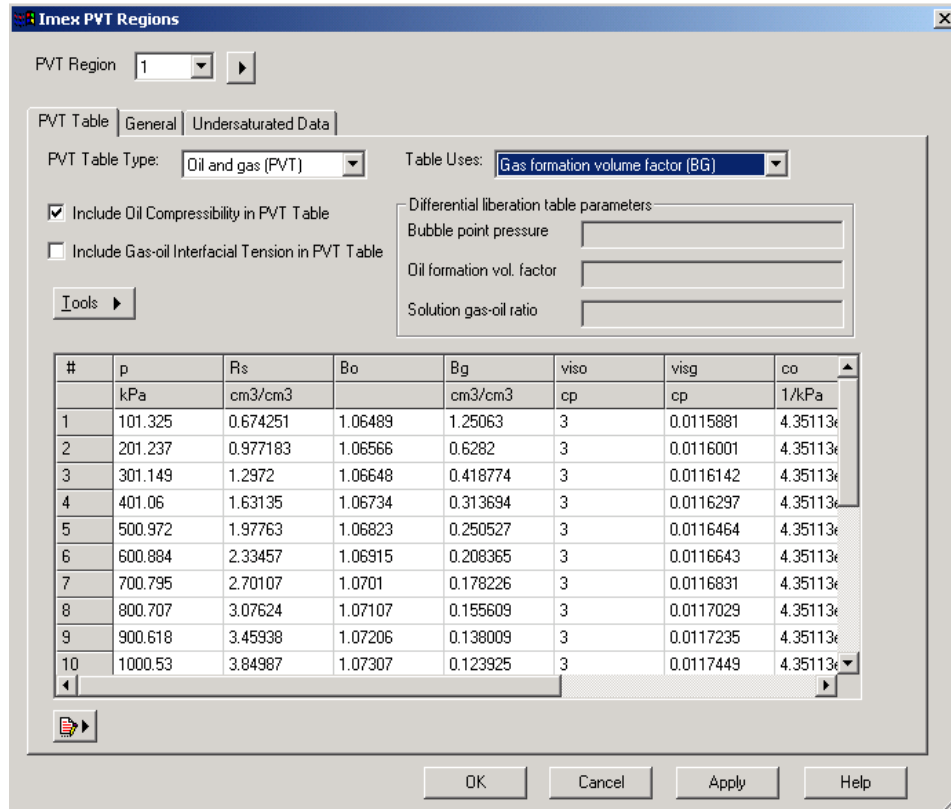
Figura 18.A. Ventana para crear la región PVT.




Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Ahora, en los recuadros **PVT Table Type:** y **Table Uses:** seleccione respectivamente el tipo de tabla PVT que se va a ingresar y la opción **Gas formation volume factor (BG)**, para que proceda a llenar las propiedades solicitadas en el recuadro inferior de esta ventana como lo muestra la **figura 19.A.**

Figura 19.A. Tabla PVT.



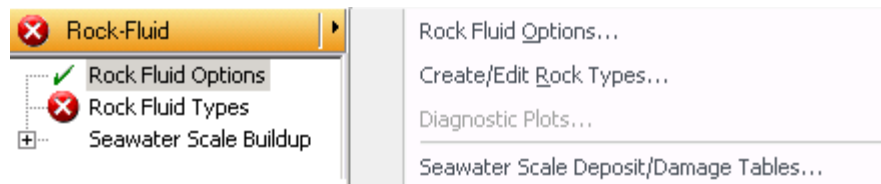
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Para ingresar las propiedades PVT por encima del punto de burbuja, haga clic en la pestaña **Undersaturated Data**, ubíquese sobre **BOT Tables** y haga clic en **New Table** para ingresar los datos de factor volumétrico del aceite por encima del punto de burbuja, una vez que termine de ingresar los datos a la tabla, ubíquese sobre **VOT Tables** y haga clic en **New Tables** para ingresar los datos de viscosidad del aceite por encima del punto de burbuja. Ahora, haga clic en **OK**. Después de todo este proceso debe aparecer , para la sección **Components**, indicando que se ha completado con éxito esta etapa.


A.3.4. ROCK-FLUID (propiedades del sistema roca-fluido).

La **Figura 20.A.** muestra el menú respectivo a esta sección el cual se puede observar al hacer clic en el botón **Rock-fluid**; para crear el tipo de roca se debe hacer click en **Create/Edit Rock Types...** y a continuación se desplegara una ventana, como la que se muestra en la **Figura 21.A.**, por defecto el tipo de roca que cree primero será 1.

Figura 20.A. Menú de la sección Rock-Fluid.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Pulse sobre  y seleccione **new rock type** para activar todas las opciones (**Figura 22.A**) En la pestaña (**Rock properties**) verifique que esté seleccionada la opción **Water wet**. Después de verificar esto, en la pestaña **relative permeability tables**, ingrese los valores de la tabla permeabilidad relativa, saturaciones. Ingrese los valores correspondientes a la tabla de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite y para el sistema gas-líquido. Haga clic en **OK**.


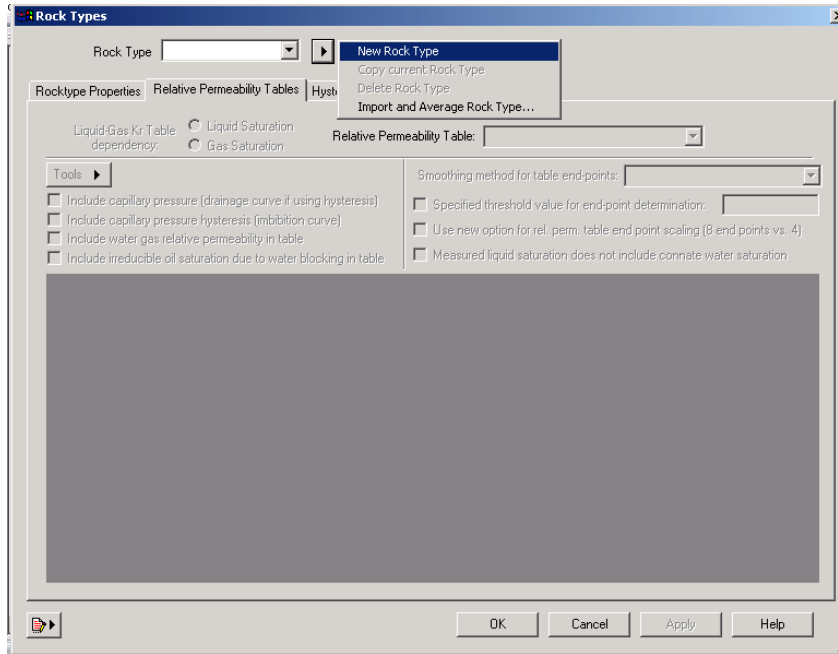
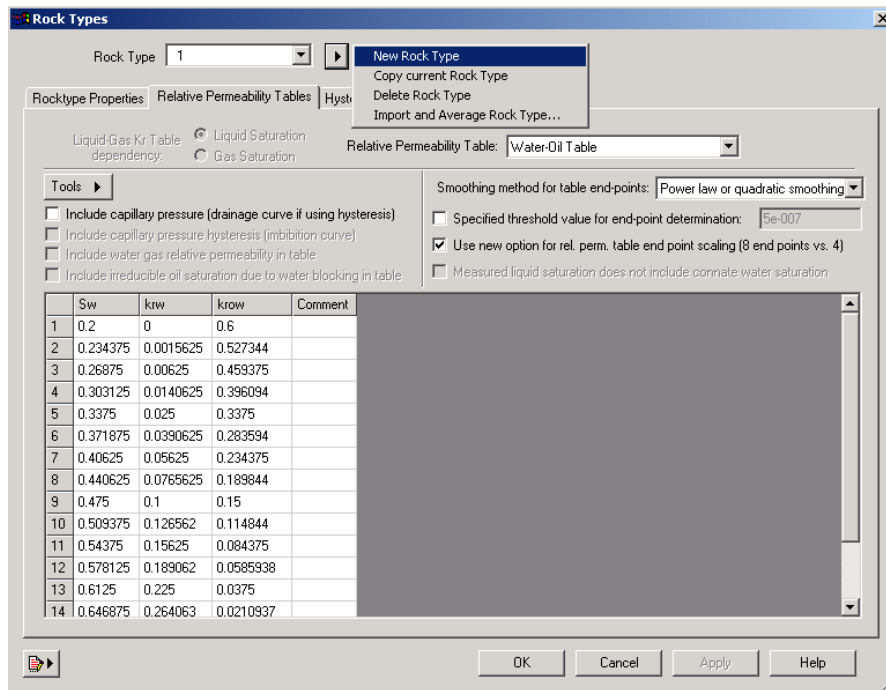
Una vez realizado este proceso, notará que aparece el icono , que indica que esta sección se ha completado de forma correctamente.

Figura 21.A. Ventana de tablas de permeabilidad relativa.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Figura 22.A. Ventana de tablas de permeabilidad relativa.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3.5 INITIAL CONDITIONS (condiciones iniciales).

El menú de esta sección se muestra en la **Figura 23.A**. Esta sección consta de varios grupos de datos las cuales comparten parámetros de inicio, como lo son: presión, saturación de aceite y saturación de agua todas se especifican por cada bloque del enmallado. Diferentes regiones de inicio son usadas cuando el problema presenta varias zonas productoras independientes.

Figura 23.A. Menú para seleccionar los valores de las condiciones iniciales.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Haga clic en **Initial Conditions**, aparece la opción **Initialization Settings...** (Configuración de inicio), al hacer clic en esta opción aparece la ventana de condiciones iniciales, como la que se muestra en la **Figura 24.A**. Seleccione la opción **Water, Oil**, pues en este caso el crudo con el que se maneja es un crudo muerto por lo tanto no hay presencia de gas. Ingrese los datos correspondientes a profundidad del contacto agua aceite y los datos de presión y profundidad de referencia, teniendo siempre presente que estos son valores de condiciones iniciales. Por último seleccione la opción de presión de burbuja constante y ingrese el valor respectivo.


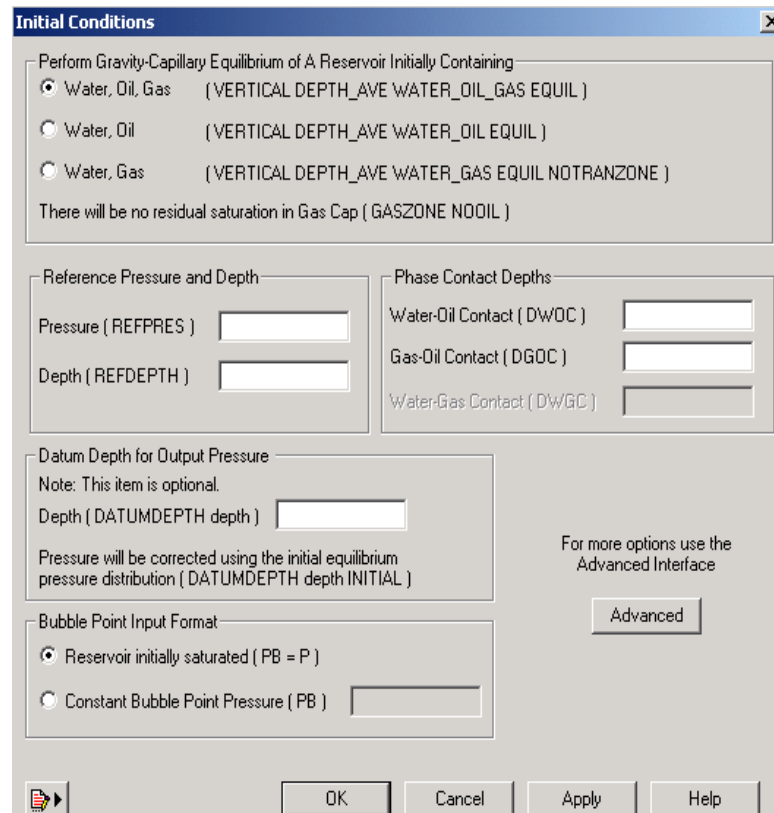
Una vez realizado el procedimiento anterior, haga clic en **OK** para finalizar. A continuación, aparecerá el icono , indicando que se ha finalizado correctamente la sección.

Figura 24.A. Condiciones Iniciales.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3.6. NUMERICAL (Métodos Numéricos).

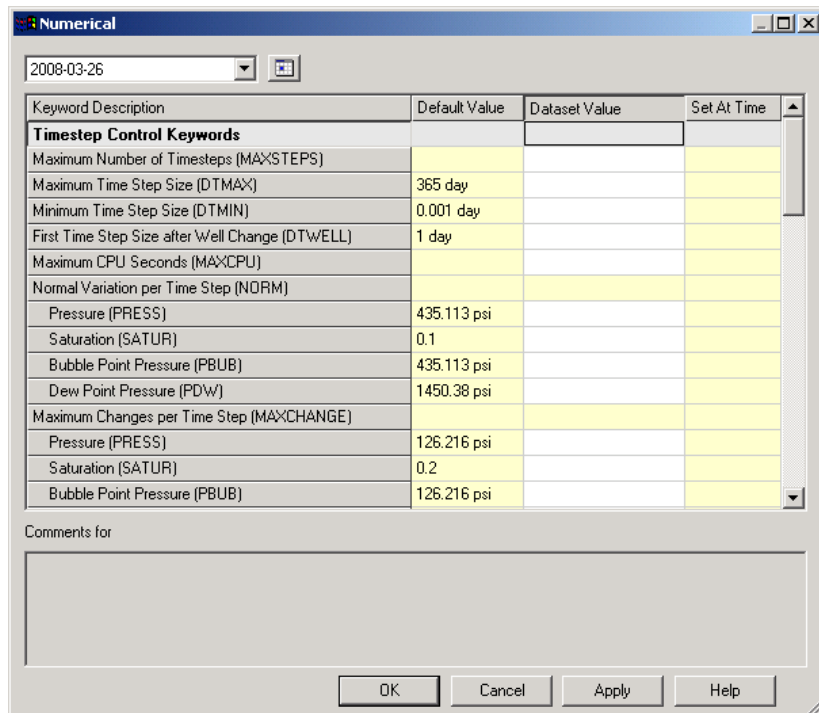
En esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución

iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se producen.

Esta parte es opcional, sin embargo, puede modificarse con el fin de corregir problemas de convergencia que pueden presentarse durante la simulación. La forma correcta de ingresar es haciendo clic en **Numerical** para que se despliegue la ventana presentada en la **figura 25.A.**, en la que se pueden modificar los valores que el simulador usa por defecto, y de esta forma solucionar posibles problemas de convergencia.

Para el caso de este proyecto en particular, esta sección no fue modificada, debido a que no se presentaron problemas de convergencia durante la simulación.

Figura 25.A. Sección de Control Numérico.

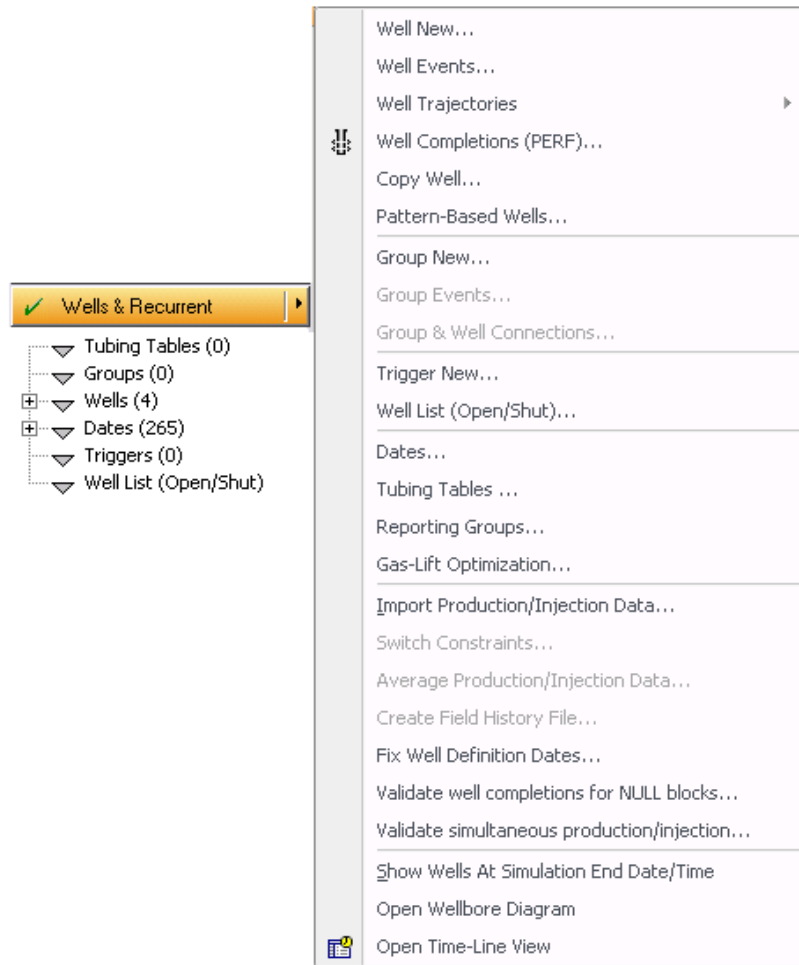


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3.7. WELL & RECURRENT (datos de pozo y datos recurrentes).

Esta sección permite crear o editar los pozos trabajando con parámetros de control llamados **constrains**. De esta misma forma esta sección permite realizar las correspondientes perforaciones para cada pozo. Haga clic en **Well & Recurrent** para que se despliegue el menú de opciones de esta sección, como se muestra en la **Figura 26.A**.

Figura 26.A. Menú Sección Well & Recurrent.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.3.7.1 Wells (Pozos). Para crear un pozo, deberá hacer clic en **Well New**, allí se abrirá la ventana mostrada en la **figura 27.A**. En ella, se puede definir el nombre del pozo, el tipo de pozo (inyector o productor), y la fecha en la cual será perforado.

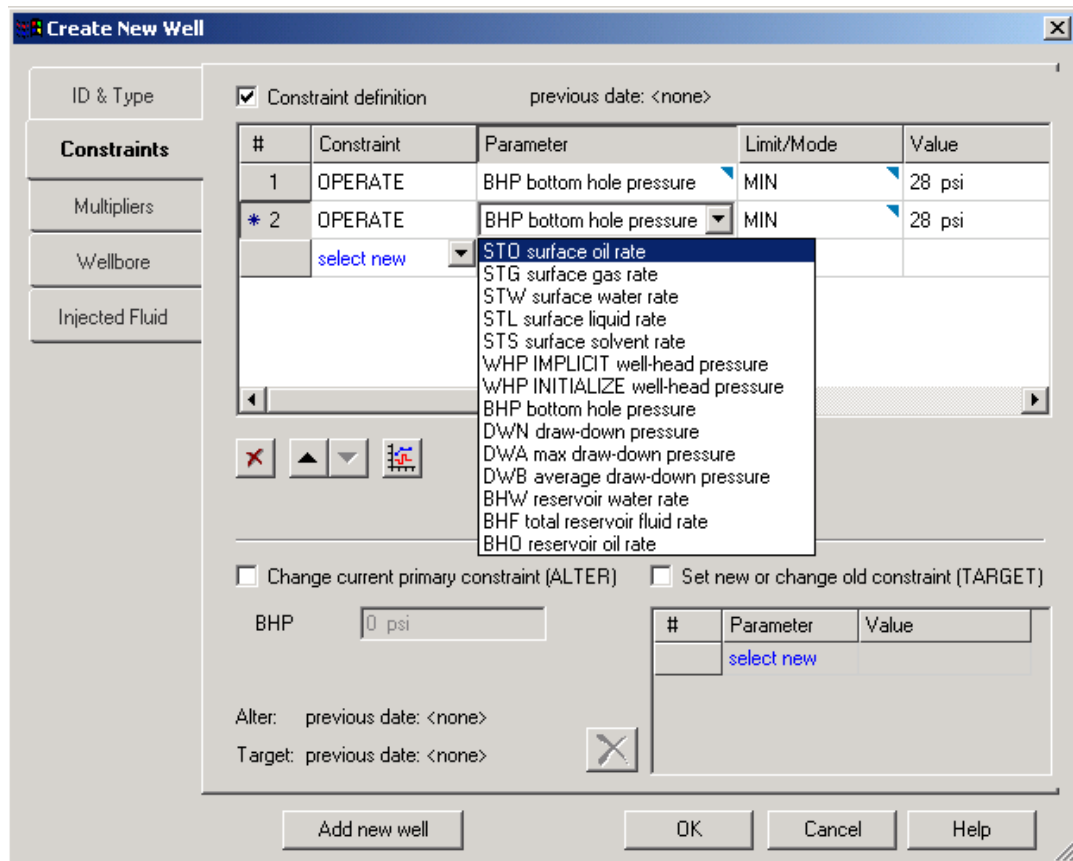
Figura 27.A. Ventana para crear los pozos.

The screenshot shows the 'Create New Well' dialog box. The title bar reads 'Create New Well'. On the left, a sidebar lists categories: 'ID & Type' (selected), 'Constraints', 'Multipliers', 'Wellbore', and 'Injected Fluid'. The main content area is divided into sections. The top section, 'ID & Type', includes a 'Name' field with 'P-1', a 'Type' dropdown menu set to 'PRODUCER', and a 'Group' dropdown menu set to '<None>'. A checkbox 'Add multiple wells numbered' is unchecked, with '1' and '10' in adjacent boxes and the text 'through'. A note states: 'The name is used as a base and numbers are appended.' Below this is a section titled 'Well definition date & time' containing a calendar icon, 'Simulation start date: 2008-01-01', a 'Date (Y-M-D):' dropdown set to '2008-01-01', and a 'Time (day):' field with '0'. At the bottom, there is a checkbox 'Add wells using a drilling schedule of' followed by '1' and '2' in boxes, and the text 'wells every' and 'months.'. The bottom of the dialog has four buttons: 'Add new well', 'OK', 'Cancel', and 'Help'.

Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Una vez definidos los pozos, se deben establecer sus condiciones de operación, haciendo clic en la pestaña **Constraints**, como indica la **figura 28.A**.

Figura 28.A. Restricciones de los pozos.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

La forma de definir los pozos inyectores varía según el simulador usado. En caso de utilizar **IMEX**, debe hacer clic en la pestaña **Injected Fluid**, con el fin de verificar que el fluido que se está inyectando es agua o gas dependiendo


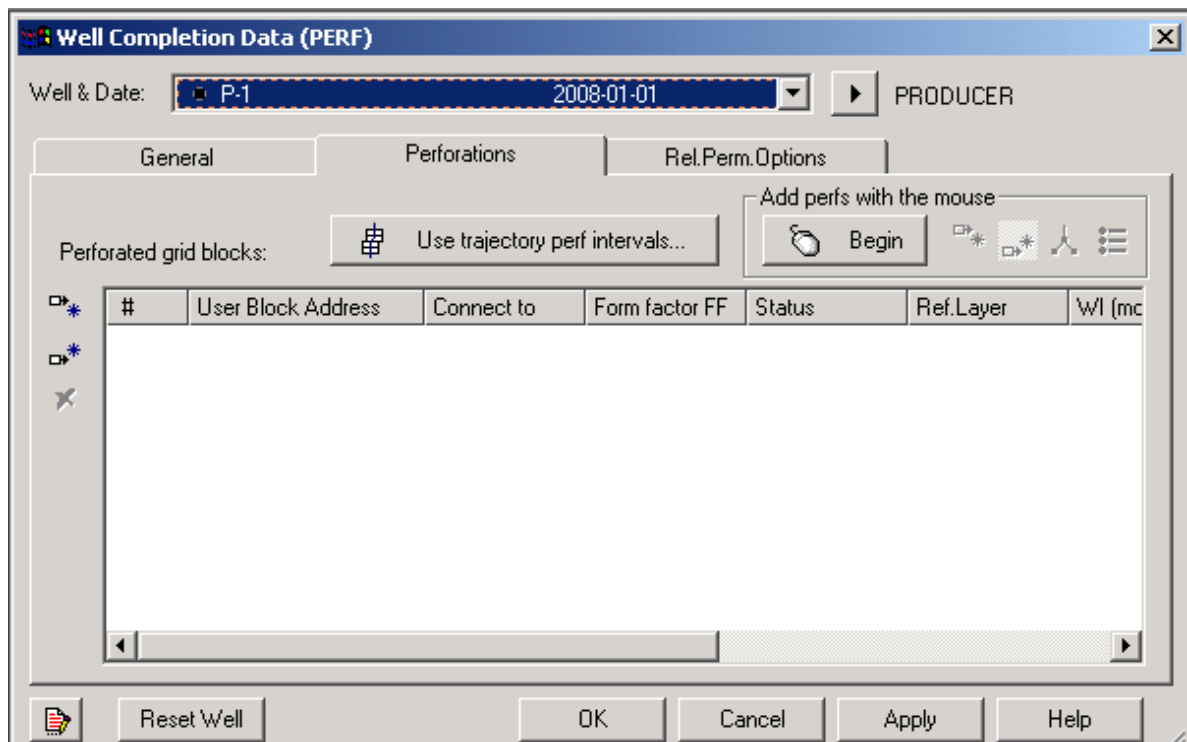
del caso. Para crear las perforaciones de los pozos (inyectores y productores), haga clic en **Edit Well Perforations** o en el ícono , donde se abrirá la ventana presentada en la **figura 29.A**.

Figura 29.A. Perforaciones de los Pozos.



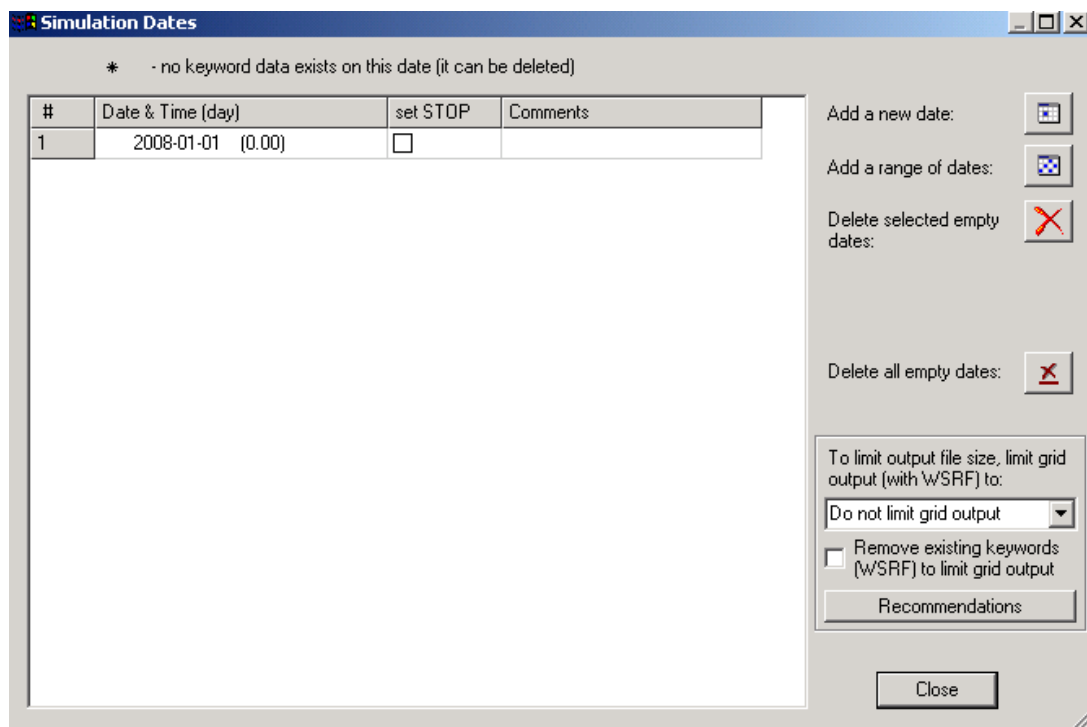
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

En la opción **Well & Date**, el usuario podrá elegir 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 (inyección de agua y posterior inyección alternada de agua y gas en este caso). Para ello, haga clic en la opción **Dates**, allí se abrirá la ventana presentada en la **figura 30.A**.

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 30.A. Ventana de Fechas de Simulación.

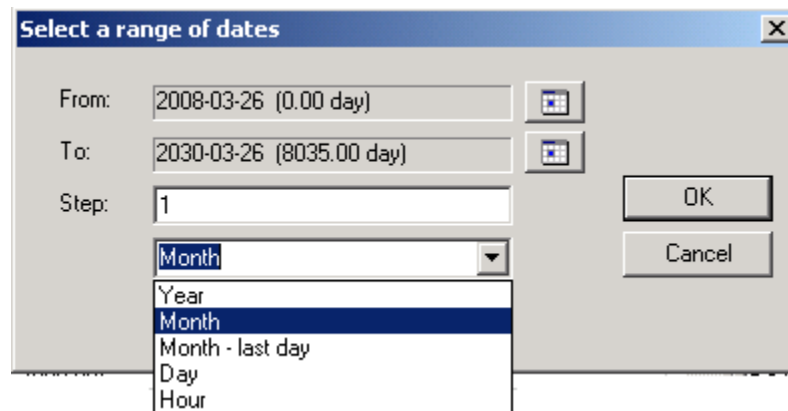


Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.


Si desea agregar una nueva fecha, haga clic sobre el ícono , o en  si quiere agregar un rango de fechas. Hecho esto, se desplegará una ventana (ver **figura 31.A.**), donde se ingresa la fecha de inicio y la fecha de finalización de la simulación.

Adicionalmente, se puede especificar si el intervalo deseado es anual, mensual o diario.

Figura 31.A. Creación de un rango de fechas.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

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

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

A.4. ETAPAS DE LA VALIDACIÓN DE DATOS (Validate data base)

Antes de realizar la ejecución de la corrida de simulación, es aconsejable validar, inicializar y posteriormente llevar a cabo la simulación para corroborar que todas las casillas hayan sido llenadas de forma correcta.

Para hacerlo, haga clic en **Tools/Validate With simulator**, donde aparecerá una ventana ilustrada en la **figura 32.A.**, en la que se pueden observar las opciones **Validate**, **Run to View Initialization** y **Run Normal Immediately**.

A.4.1. VALIDATE (Validar).

Este paso se hace con el fin de validar los datos de entrada y prevenir posibles errores que puedan presentarse durante la corrida de simulación. Para validar los datos seleccione **Validate** y haga clic en **Run Simulator** (ver **figura 32.A.**). Una vez hecho esto, se iniciará la lectura del archivo de simulación y validará cada sección. Los mensajes serán impresos en un cuadro de texto, donde aparecerán los errores y mensajes de alerta.

Una vez terminada la validación, cierre la ventana, revise las secciones que presentaron errores y trate de solucionarlos. Si encuentra errores graves en los datos, se recomienda consultar al equipo de soporte técnico de CMG.


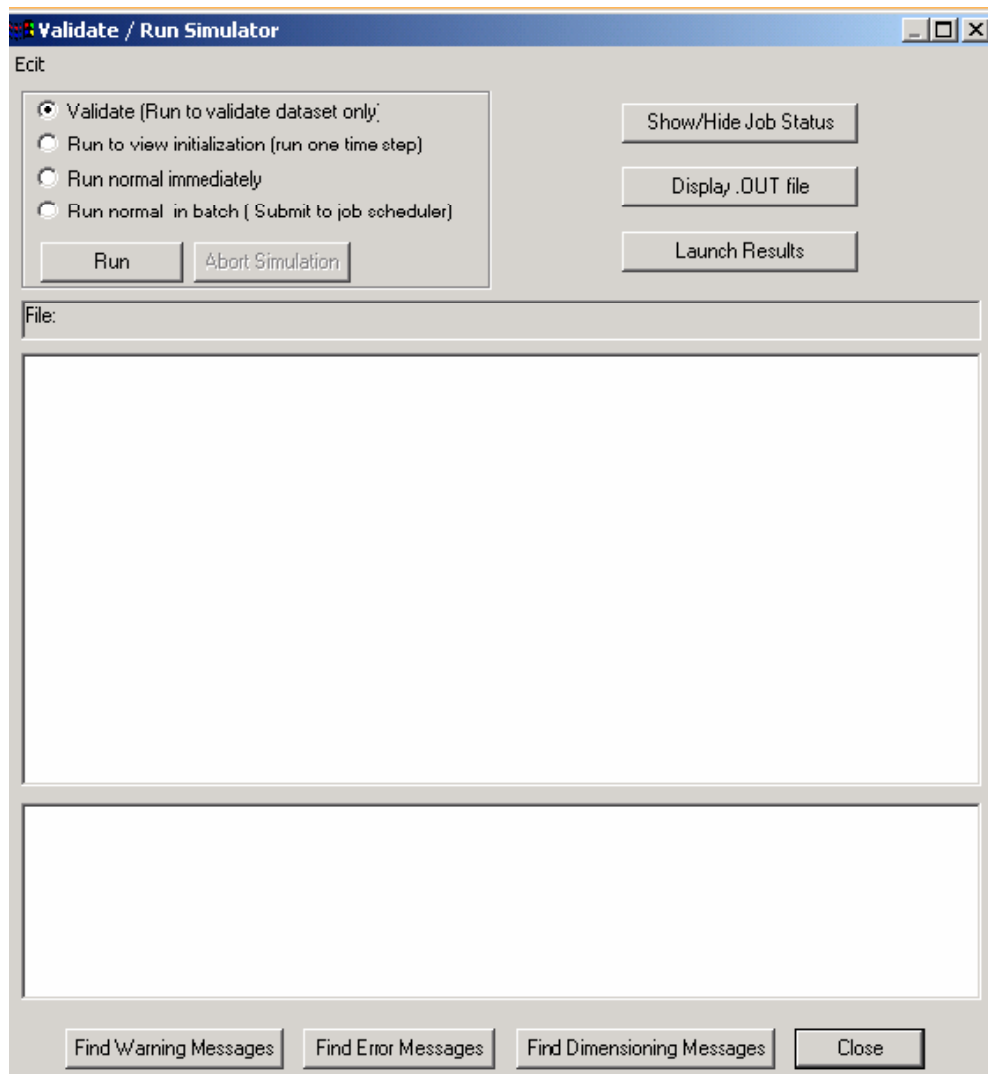
Posteriormente guarde los cambios pulsando el icono  o ingresando a **File/Save dataset**.

Figura 32.A. Ventana para validar, inicializar o realizar la corrida del modelo.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.4.2. RUN TO VIEW INITIALIZATION (Realizar la corrida de inicialización).

Mediante esta opción, es posible realizar una corrida de inicialización y de esta forma calcular el **OOIP**. Para hacerlo, seleccione **Run to View Initialization** y pulse el botón **Run Simulator** como se muestra en la **figura 32.A**.

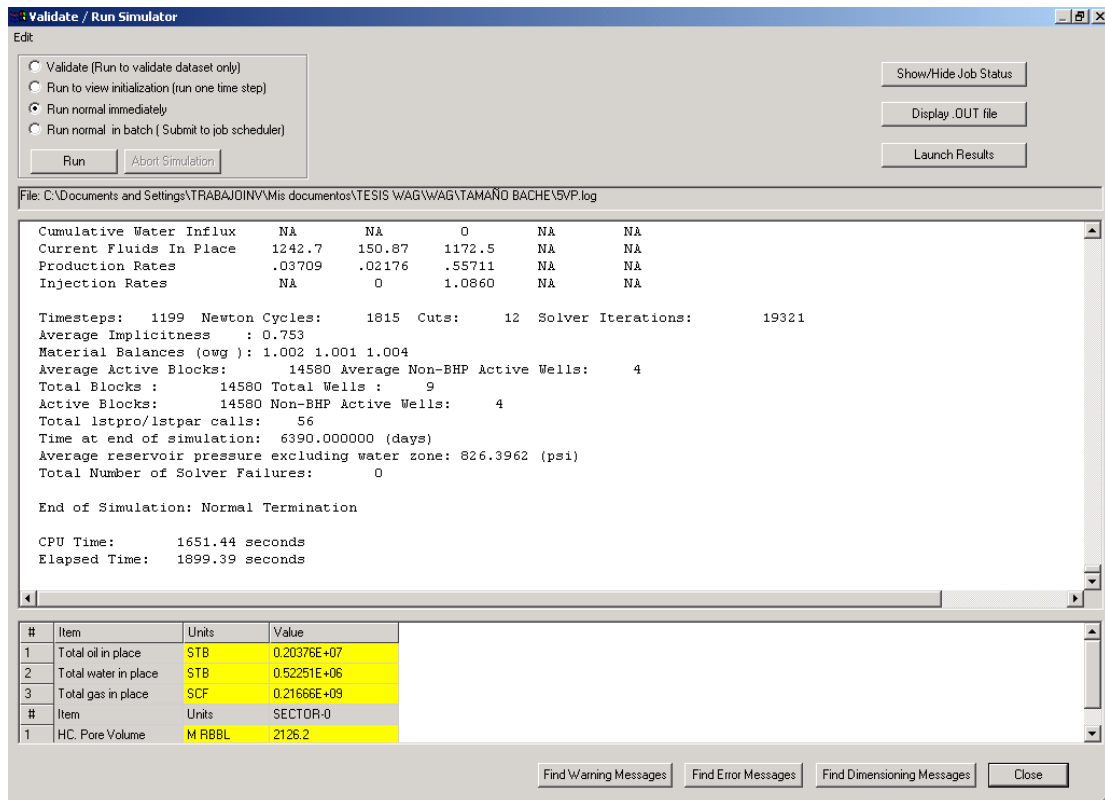
A.4.3. RUN NORMAL IMMEDIATELY (Realizar la corrida del archivo).

Al ejecutar esta opción, se iniciará la corrida del archivo creado. Para que esto ocurra, seleccione **Run Normal Immediately** y haga clic en el botón **Run Simulator** (ver **figura 32.A**).


El software imprimirá en la ventana ilustrada en la **figura 33.A** los resultados de la simulación, indicando las tasas de producción, de inyección y otros parámetros, para cada intervalo de tiempo. Una vez finalizada la simulación, el software reportará la producción total de fluidos y la inyección de los mismos, 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 transcurrió durante la simulación.

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

Figura 33.A. Resultados del proceso de simulación.



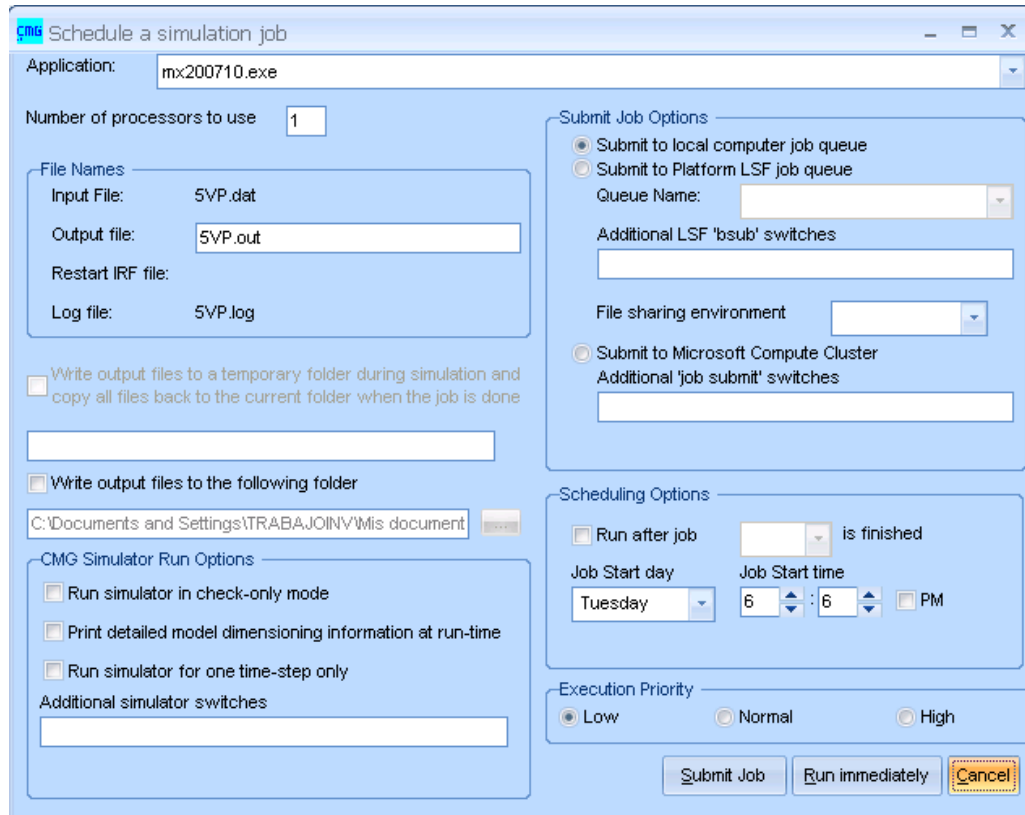
Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Si desea realizar la corrida de forma diferente, 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 simulador que esté usando (en este caso **IMEX**), en donde aparece la ventana ilustrada en la **figura 34.A.**, desde la cual se realizará la corrida una vez seleccione la opción **Run Immediately**. Los resultados obtenidos y los

archivos generados, serán los mismos sin importar la forma en que se realiza la corrida del archivo.

Figura 34.A. Programación de la simulación.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.5. VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

La visualización de los resultados se realiza utilizando los archivos que el simulador generó una vez finalizada la corrida. Para esto, arrastre el archivo de extensión **.out** hasta el icono del block de notas, y allí observará 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.

Para ver los resultados en forma grafica utilice el archivo de extensión **.irf** como se indica a continuación.

A.5.1. VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (2D).


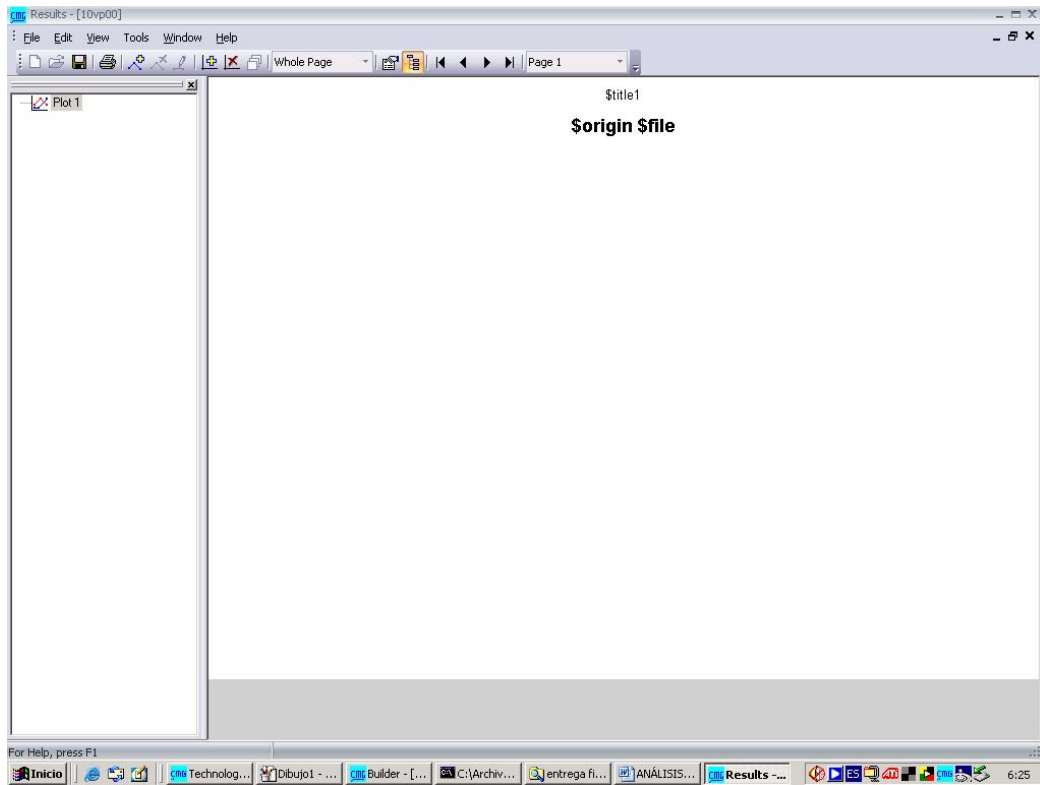
Para generar los resultados obtenidos en gráficas 2D, seleccione el archivo **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher** y arrástrelo hasta el icono de **Results Graph**,  donde se desplegará una ventana similar a la de la **figura 35.A**.

Figura 35.A. Ventana principal del Results Graph.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.


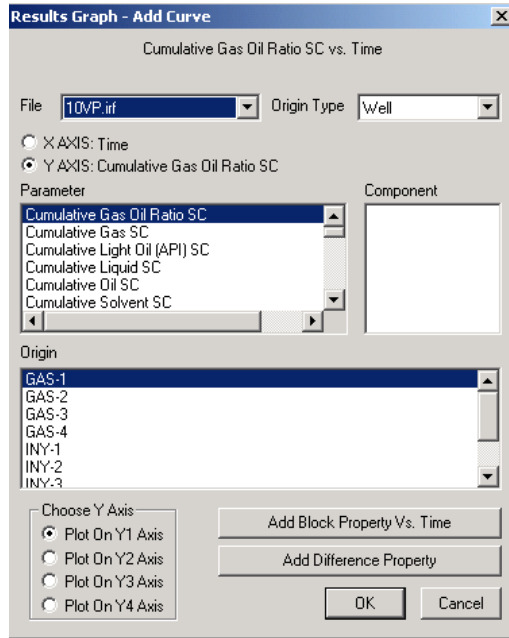
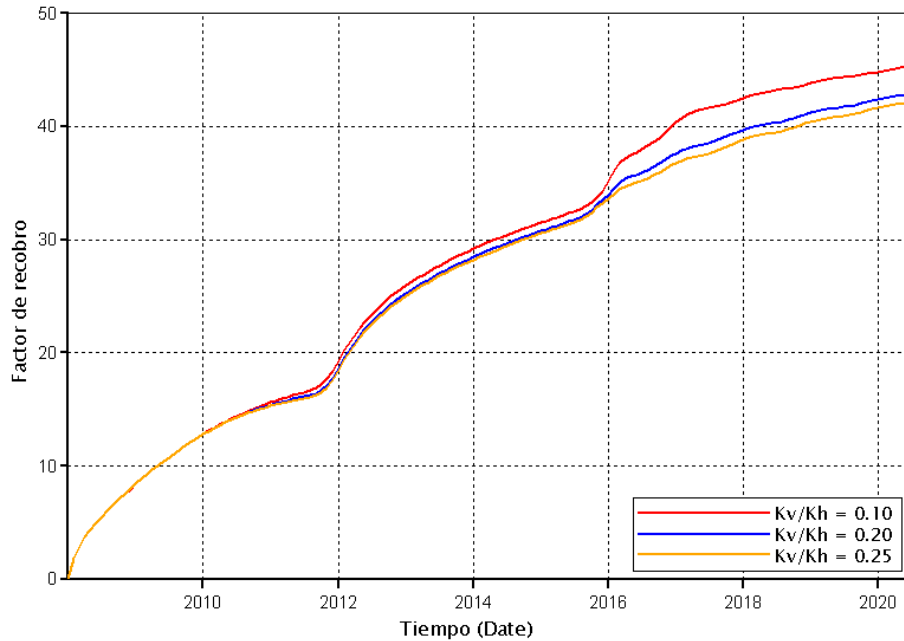
Para crear una gráfica, seleccione el icono , de esta forma se abrirá la ventana que se presenta en la **figura 36.A**. Por medio de la opción **Origin Type**, el usuario puede escoger si la gráfica va a ser para el campo, los pozos, un sector, etc. En la opción **Parameter**, se podrá elegir el parámetro que se va a graficar (factor de recobro, tasas de producción, corte de agua, relación agua-petróleo, entre otros). Una vez, realizado este procedimiento, haga clic en **OK** y obtendrá la curva deseada. Un ejemplo de lo que podrá observar al graficar un parámetro se presenta en la **figura 37.A**.

Figura 36.A. Ventana de adición de curvas del Results Graph.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

Figura 37.A. Adición de curvas para resultados gráficos 2D.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.

A.5.2 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (3D).

Para observar y analizar el comportamiento de las diferentes propiedades de los fluidos del yacimiento, en el transcurso del tiempo de simulación, el usuario podrá utilizar la opción **Results 3D**, el cual presenta los resultados obtenidos mediante una vista bidimensional o tridimensional.

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


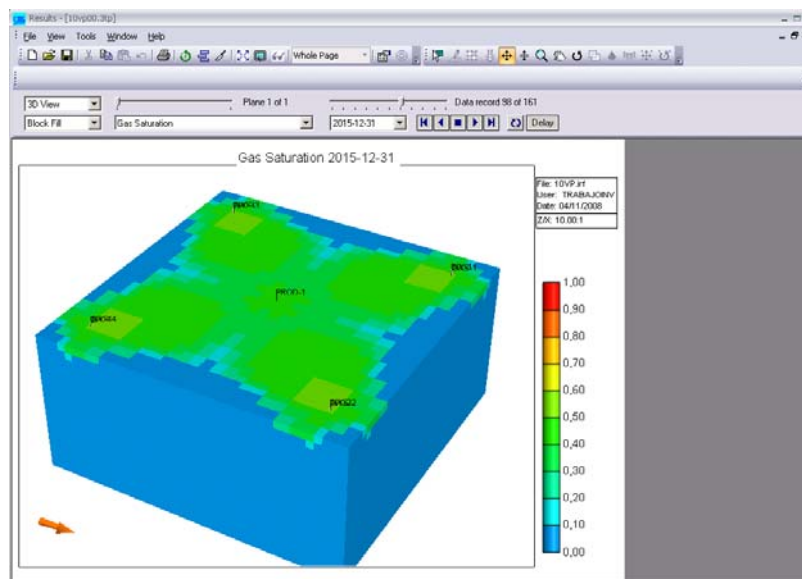
Results 3D,  en el cual se abrirá una ventana similar a la presentada en la **figura 38.A.**, en la que se selecciona la propiedad que se desea analizar.

Figura 38.A. Visualización de los resultados en forma gráfica (3D) empleando Results 3D.



Fuente: Simulador IMEX, Results Graph. Versión 2007. Computer Modelling Group.