

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN WAG
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA SU APLICACIÓN
EN YACIMIENTOS DE VENEZUELA**

**Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela**

Por el Br. Valladares H. Steven J.

**Para Optar al título
De Ingeniero de Petróleo.**

Caracas, Junio 2017.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN WAG
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA SU APLICACIÓN
EN YACIMIENTOS DE VENEZUELA**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Diego Manfre.

**Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela**

Por el Br. Valladares H. Steven J.

**Para Optar al título
De Ingeniero de Petróleo.**

Caracas, Junio de 2017.

Dedicatoria

A Dios todopoderoso, por siempre brindarme salud, fe y esperanza en este largo camino.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser cuna del aprendizaje y permitir vencer mis sombras.

A todos mis familiares, con especial valor a mi madre, Mailin Hernández, la verdadera ingeniera de mi vida.

A mis amigos todos, cuyas personas hicieron este espacio de mi vida lleno de felicidad.

Agradecimientos

A Dios, por ser pilar en mis creencias, virtudes y valores.

A la magna casa que vence las sombras, por crear en mí el inobjetable valor del buen profesional, pero sobre todo el de un buen ser humano.

A mi madre, que con cada suspiro hizo posible cumplir mi meta, por su amor incondicional y enseñanza del valor al esfuerzo.

A mi padre, por darme el consejo apropiado en el momento indicado y por brindarme su apoyo.

A mis hermanos y demás familiares por creer en mí siempre.

Al profesor Diego Manfre, por su paciencia, inmejorable ayuda y buen trato. Valores totales de un excelente profesional y ser humano.

A Israel Guevara por su valiosa colaboración y acertados comentarios.

A mis amigos: Miguel, Gonzalo, Luis, Leribys, Ignacio, Douglas, Elba, Raúl, Mauricio, Christian, Alejandro, Roger, Laura, María, Akira, Karem, Simón, Kendy y Anggel por haber compartido conmigo y hecho feliz este largo, pero valioso camino.

A mi casi compañera de tesis Angélica López por caminar juntos este proceso de aprendizaje.

A todos quienes de alguna manera contribuyeron en esta consecución de un sueño, mi sueño.

A todos con todo mi corazón, muchas gracias.

Valladares H. Steven J.

**OPTIMIZACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN WAG
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA SU APLICACIÓN
EN YACIMIENTOS DE VENEZUELA**

**Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2017, 135 p.**

**Palabras Claves: Inyección WAG, Optimización mediante simulación numérica,
Diseño experimental, Campo El Furrial.**

Resumen. Los importantes resultados que ha tenido la metodología de inyección WAG en el mundo ha hecho considerable generar estudios de su factibilidad técnica en Venezuela, importantes investigaciones sustentan que las condiciones de ciertos yacimientos en el país son admisibles para la aplicación de este tipo de proceso. Este es un método de recuperación mejorada de petróleo, cuyo objetivo es 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 en el factor de recobro.

En esta investigación se analizó el funcionamiento de la inyección WAG en un modelo con propiedades promedio del Campo El Furrial. Para ello se generó un modelo de simulación base, partiendo de datos provenientes de diversas fuentes bibliográficas. Una vez analizado el proceso de simulación y utilizando técnicas de diseño experimental, se generó una superficie de respuesta que vincula los parámetros operacionales de tasa de inyección de agua y tasa de inyección de gas y las características del yacimiento espesor y porosidad con el factor de recobro. De esta forma fue posible optimizar el proceso hasta determinar la combinación de estos parámetros que resultaron en la maximización de la producción.

Índice de Contenido

LISTA DE TABLAS	XI
LISTA DE FIGURAS	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Justificación	3
1.2 Alcance.....	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivo Específico.....	4
1.4 Limitaciones.....	5
CAPÍTULO II.....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Fundamentos Teóricos Relacionados a la Inyección WAG.....	6
2.1.1 Mecanismos de Desplazamiento	6
2.2 Eficiencias de Desplazamiento	17
2.2.1 Eficiencia de Desplazamiento Vertical	18
2.2.2 Eficiencia de Desplazamiento Horizontal.....	21

2.2.3	Eficiencia de Desplazamiento Microscópico	22
2.3	Factores que Afectan la Inyección WAG.....	23
2.3.1	Características del Yacimiento.....	24
2.3.2	Parámetros Operacionales.....	28
2.4	Simulador Numérico de Yacimientos	32
2.5	Diseños Experimentales	33
2.5.1	Diseños Factoriales	35
2.5.2	Diseños de Superficie de Respuesta.....	36
2.5.3	Optimización.....	37
CAPÍTULO III.....		40
METODOLOGÍA		40
3.1	Compilación de Datos para Generar el Modelo de Simulación.....	40
3.2	Generación del Modelo de Simulación.....	41
3.2.1	Propiedades del Petróleo y el Gas.....	42
3.2.2	Curvas de Permeabilidad Relativa	42
3.3	Diseño del Mallado de Simulación	42
3.4	Sensibilidades.....	46
3.4.1	Determinación de los Parámetros más Importantes	47
3.4.2	Selección de los Diseños Experimentales	48
3.5	Optimización.....	54
3.5.1	Generación de la Superficie de Respuesta	56
3.5.3	Optimización de la Superficie de Respuesta.....	58
CAPÍTULO IV.....		60

ANÁLISIS DE RESULTADOS	60
4.1 Modelo de Simulación	60
4.1.1 Características Iniciales del Yacimiento	60
4.1.2 Definición del Caso Base	61
4.2 Resultados de las Corridas	63
4.2.1 Calculo de Efectos	64
4.2.2 Diagramas de Pareto	67
4.2.3 Análisis de Efectos e Interacciones Destacadas.....	69
4.3 Generación de la Superficie de Respuesta	90
4.3.1 Desarrollo de la Ecuación Cuadrática.....	90
4.4 Optimización de la Superficie de Respuesta.....	92
4.4.1 Optimización con Derivadas Parciales	93
Tasa de Inyección de Gas.....	94
4.5 Comparaciones Adicionales.....	105
4.5.1 Roca Mojada por Agua vs Roca Mojada por Petróleo.....	105
4.5.2 Proceso de Inyección de Agua vs WAG.....	110
4.5.3 Proceso de Inyección de Gas vs WAG	114
4.5.4 Proceso de Inyección SWAG vs WAG.....	120
CONCLUSIONES	125
RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFÍA	127
APÉNDICES.....	133
APÉNDICE A.....	131

HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	131
A.1. IMEX – Simulador Avanzado de Yacimientos de Petróleo Negro y de Gas.....	131
A.2. MINITAB® - Software Estadístico	132
A.3. MATLAB® - Software Matemático	132
APÉNDICE B	133
CÁLCULO DE LOS ERRORES DE LA SUPERFICIE DE RESPUESTA	133
B.1. Comparación con los Puntos Provenientes del Diseño Experimental Full Factorial de Tres Niveles	133
B.2. Comparación con los Puntos Provenientes de las Simulaciones Adicionales.....	135

Lista de Tablas

Tabla 3.1. Valores máximos y mínimos de los parámetros evaluados para el primer diseño experimental.....	48
Tabla 3.2. Características del diseño experimental full factorial de dos niveles.	49
Tabla 3.3. Matriz de entrada al simulador para el proceso de <i>screening</i>	51
Tabla 3.4. Matriz de entrada al simulador para el proceso de <i>screening</i>	52
Tabla 3.5. Matriz de entrada al simulador, segundo diseño.....	55
Tabla 4.1. Características iniciales del modelo de simulación. (Todd & Claridge, 1999), (Echeverría & Aurixiette, 2002).	61
Tabla 4.2. Petróleo producido para cada uno de los casos de <i>screening</i>	63
Tabla 4.3. Factor de recobro para cada uno de los casos de <i>screening</i>	64
Tabla 4.4. Efectos de parámetros analizados para Np.	65
Tabla 4.5. Efectos de interacciones analizadas para Np.	66
Tabla 4.6. Efectos de parámetros analizados para FR	66
Tabla 4.7. Efectos de interacciones analizadas para FR.	67
Tabla 4.8. Porcentaje del Np promedio que representa cada efecto	68
Tabla 4.9. Porcentaje del FR promedio que representa cada efecto	69

Tabla 4.10. Tabla comparativa entre los FR's para cuando el espesor toma su mayor y menor valor.	70
Tabla 4.11. Tabla comparativa entre los FR's para cuando la porosidad toma su mayor y menor valor.	70
Tabla 4.12. Relación del ρ_{oes} y el N_p con respecto a los cambios de la porosidad. ..	76
Tabla 4.13. Efectos de todas las combinaciones entre $Q_{iny.W}$ y $Q_{iny.G}$	89
Tabla 4.14. Simulaciones adicionales utilizadas para el cálculo del error.	91
Tabla 4.15. Respuestas del diseño full factorial de 3 niveles.	92
Tabla 4.16. Resultados de la optimización por derivadas parciales.	103
Tabla 4.17. Casos adicionales para un proceso WAG con roca preferentemente mojada por agua.	106
Tabla 4.18. Resultados de los casos adicionales para un proceso WAG con roca preferentemente mojada por agua.	108
Tabla 4.19. Resultados de los casos comparados para una roca preferentemente mojado por petróleo.	108
Tabla 4.20. Casos adicionales para un proceso de inyección de agua.	111
Tabla 4.21. Resultados de los casos adicionales para un proceso de inyección de agua.	112
Tabla 4.22. Resultados de los casos comparados para un proceso WAG vs agua.	112

Tabla 4.23. Casos adicionales para un proceso de inyección de gas.	115
Tabla 4.24. Resultados de los casos adicionales para un proceso de inyección de gas.	115
Tabla 4.25. Resultados de los casos comparados para un proceso WAG vs gas.....	116
Tabla 4.26. Casos adicionales para un proceso de inyección de SWAG.....	122
Tabla 4.27. Resultados de los casos adicionales para un proceso de inyección SWAG.....	122
Tabla 4.28. Resultados de los casos comparados para un proceso WAG vs SWAG.....	123
Tabla b.1. Comparación entre la sup. de respuesta y el diseño experimental de 3 niveles.	134
Tabla b.2. Comparación entre la sup. de respuesta y las comparaciones adicionales.....	135

Lista de Figuras

Figura 2.1. Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo (Crotti, 2002).....	11
Figura 2.2. Dependencia de la saturación residual de petróleo, sor, respecto al número capilar, n. c. (Stalkup, 1983).....	13
Figura 2.3. Miscibilidad de metano y propano (lpg) a condiciones de yacimiento (Gonzalez & Lizarazo, 1986).....	15
Figura 2.4. Inmiscibilidad del metano y del petróleo a condiciones de yacimiento (Gonzalez & Lizarazo, 1986).....	15
Figura 2.5. Miscibilidad de propano (lpg) y petróleo a condiciones de yacimiento (Gonzalez & Lizarazo, 1986).....	16
Figura 2.6. Distribución de los fluidos verticalmente (Monroy & Coronado, 2008) (Gonzalez & Lizarazo, 1986).....	18
Figura 2.7. Distribución de los fluidos horizontalmente. (Monroy & Coronado, 2008).	21
Figura 2.8. Distribución de los fluidos a nivel poroso. (Monroy & Coronado, 2008).	23
Figura 2.9. Estratificación en el yacimiento. (Monroy & Coronado, 2008).	25
Figura 2.10. Anisotropía en el yacimiento. (Monroy & Coronado, 2008).....	26

Figura 2.11. Espesor desfavorable para la inyección WAG. (Monroy & Coronado, 2008).	27
Figura 2.12. Espesor favorable para la aplicación de la inyección WAG. (Monroy & Coronado, 2008).	27
Figura 2.13. Diseño factorial de dos niveles. (Manfre, 2009).....	35
Figura 2.14. Máximos y mínimos globales y locales. (Manfre, 2009).	39
Figura 3.1. R_s y β_o vs P. (Todd & Claridge, 1999).	43
Figura 3.2. E_g vs P. (Todd & Claridge, 1999).	43
Figura 3.3. Visc. del petróleo y visc. del gas vs P. (Todd & Claridge, 1999).....	44
Figura 3.4. K_{rw} y k_{ro} vs S_w . (Todd & Claridge, 1999).	44
Figura 3.5. K_{rg} y k_{ro} vs S_l . (Todd & Claridge, 1999).	45
Figura 3.6. Diagrama de permeabilidades relativas trifásicas. (Todd & Claridge, 1999).	45
Figura 3.7. Malla utilizada en la simulación del caso base. (post-procesador results 3d de cmg, 2015).....	46
Figura 3.8. Representación geométrica de los efectos principales y los efectos de interacción en un diseño full factorial de 2^3 . (Montgomery, 2001).	50
Figura 3.9. Ejemplo de diagrama de pareto.	53
Figura 4.1. Comportamiento de producción del caso base.	62

Figura 4.2. Diagrama de pareto para el proceso de <i>screening</i> de Np.....	71
Figura 4.3. Diagrama de pareto para el proceso de <i>screening</i> de FR.....	71
Figura 4.4. Perfil ik de saturaciones trifásicas del yacimiento, caso de estudio con espesor de 300 pies.	73
Figura 4.5. Perfil ik de saturaciones trifásicas del yacimiento, caso de estudio con espesor de 100 pies.	74
Figura 4.6. Ejemplo del efecto de la inyección de un fluido a un medio en previo reposo.	77
Figura 4.7. Efecto de la tasa de inyección de agua sobre la tasa de producción de petróleo y agua, casos 9 y 25.	79
Figura 4.8. Perfil de saturación de petróleo para los 20 años de producción, caso 4..	79
Figura 4.9. Perfil de saturación de petróleo para los 20 años de producción, caso 12.....	80
Figura 4.10. Efecto de la inyección de gas en la presión aportada al yacimiento, caso 44.....	82
Figura 4.11. Efecto de la inyección de gas en la presión aportada al yacimiento, caso 60.....	82
Figura 4.12. efecto de la tasa de inyección de gas sobre la tasa de producción y el Np, casos 9 y 25.	83

Figura 4.13. Efecto de la permeabilidad en la tasa de producción de petróleo, casos 5 y 7.....	84
Figura 4.14. Perfil de saturación de petróleo para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, caso 5.....	86
Figura 4.15. Perfil de saturación de petróleo para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, caso 13.....	87
Figura 4.16. Perfil de saturación de agua para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, caso 1.....	88
Figura 4.17. Perfil de saturación de agua para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, caso 9.....	88
Figura 4.18. Aporte de la tasa de inyección de gas sobre el factor de recobro.	95
Figura 4.19. Aporte del espesor sobre el factor de recobro, interacción espesor y porosidad.....	99
Figura 4.20. Aporte del espesor sobre el factor de recobro, interacción espesor y tasa de inyección de agua.....	99
Figura 4.21. Aporte de la porosidad sobre el factor de recobro, interacción porosidad y espesor.....	101
Figura 4.22. Aporte de la porosidad sobre el factor de recobro, interacción porosidad y tasa de inyección de agua.....	101
Figura 4.23. Aporte de la tasa de inyección de agua sobre el factor de recobro, interacción tasa de inyección de agua y espesor.....	102

Figura 4.24. Aporte de la tasa de inyección de agua sobre el factor de recobro, interacción tasa de inyección de agua y porosidad.	102
Figura 4.25. Aporte de la tasa de inyección de agua sobre el factor de recobro.	103
Figura 4.26. Perfil de saturación de petróleo, caso óptimo.	104
Figura 4.27. Kro y krw vs sw. (Párraga, 2003)	107
Figura 4.28. Kro y krg vs Sl. (Párraga, 2003)	107
Figura 4.29. Perfil de saturación de petróleo, caso óptimo para roca preferentemente mojada por agua.....	110
Figura 4.30. Perfil de saturación de petróleo, caso óptimo para roca preferentemente mojada por petróleo.....	110
Figura 4.31. Perfil de saturación de agua, caso óptimo para la inyección de agua...	113
Figura 4.32. Perfil de saturación de agua, caso óptimo para la inyección WAG.....	114
Figura 4.33. Perfil de saturación de gas, caso óptimo para la inyección de gas.	117
Figura 4.34. Perfil de saturación de petróleo, caso óptimo para la inyección de gas.	118
Figura 4.35. Perfil de saturación de gas, caso óptimo para la inyección WAG.....	119
Figura 4.36. Perfil de saturación de petróleo, caso óptimo para la inyección WAG.	119
Figura 4.37. Vista de planta del modelo para el proceso WAG.....	120

Figura 4.38. Vista de planta del modelo para el proceso SWAG.	121
Figura 4.39. Perfil de saturación de petróleo, caso óptimo para la inyección SWAG.	124
Figura 4.40. Perfil de saturación de petróleo, caso óptimo para la inyección WAG.	124

Introducción

La necesidad de la satisfacción a la demanda de energía ha propiciado que se generen diferentes técnicas de recobro capaces de mantener y aumentar la presión del yacimiento que se ve reducida por la producción de hidrocarburos, además de permitir un desplazamiento más eficiente de los fluidos en él, generando así un aumento en el factor de recobro. Métodos como la inyección de agua y la inyección de gases miscibles e inmiscibles han sido utilizados para este fin. Estos métodos han mostrado buenos resultados en la práctica a nivel mundial.

La cada vez más complicada tarea de poder producir hidrocarburos económicamente rentables hizo necesario la optimización de los procesos de inyección de agua y gas, debido que ellos presentaban complicaciones en los tiempos de ruptura ocasionado por las razones de movilidad propias del fluido inyectado. Fue hasta los años 50 en que un intento por integrar los beneficios de ambos fluidos de inyección dio origen a un método llamado inyección alternada de agua y gas (WAG por sus siglas en inglés: *Water alternating Gas*), el cual consiste en la inyección continua y sucesiva de baches de agua y gas en el yacimiento. Este método permitió combinar los beneficios de la inyección de agua (alta eficiencia de desplazamiento macroscópico) y la inyección de gas (alta eficiencia de desplazamiento microscópica) sobre el desplazamiento del petróleo en el yacimiento, reduciendo los inconvenientes de estos procesos de recobro secundario y generando un mayor recobro de hidrocarburos.

El enfoque de este trabajo busca dar a conocer los principios físicos que dan base a esta técnica de recobro, los tipos de gases empleados, problemas asociados a la inyección de fluidos y los factores relacionados a la inyección WAG con respecto a las

características del yacimiento y condiciones operacionales de la inyección, así como una revisión de los casos dónde ésta se ha estudiado y aplicado en Venezuela y el mundo, para luego en base a ello establecer candidatos de campos que posean propiedades recomendables para la aplicación del método en Venezuela. Adicional a esto se busca realizar una serie de análisis de sensibilidades en el cuál se establezcan los parámetros operacionales y propiedades de yacimientos más influyentes en el desempeño del método WAG empleando simulación numérica, así como optimizar los parámetros operacionales y propiedades de yacimiento de modo de maximizar la producción alcanzada mediante el método WAG.

Capítulo I

Planteamiento del Problema

1.1 Justificación

A nivel mundial existe información importante que sustenta el éxito de la aplicación del método de inyección WAG en campos ubicados en Mar del Norte, Rusia y Norte América. En este sentido, es interesante buscar propiciar esta investigación en Venezuela y determinar cuáles campos pudiesen tener el mismo éxito en el aumento de su factor de recobro.

Se tomará en cuenta en primera etapa los campos con características similares a los yacimientos de éxito comprobado y según ello ir avanzando a otros que permita establecer alternativas de producción para las diferentes áreas de nuestro país.

Esto podría generar un manual de arranque para la aplicación de esta metodología en nuestro país, debido a que se busca poder dar esquemas de las características de los yacimientos que en nuestras fronteras son más idóneos para la ejecución de la inyección WAG.

1.2 Alcance

La investigación comprende una revisión bibliográfica que permita recopilar campos venezolanos y determinar dónde y cómo se ha estudiado y/o aplicado la metodología de inyección WAG. Posteriormente se enfocará en la disposición de establecer cuáles

son las propiedades del yacimiento, así como los parámetros operacionales que mayor impacto poseen sobre la eficiencia del método WAG. De esta manera es posible optimizarlos de modo de maximizar la producción alcanzada mediante la aplicación de esta metodología de recobro. Para este fin se empleará simulación numérica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Optimizar el método WAG de acuerdo a parámetros operacionales y propiedades de yacimiento empleando simulación numérica.

1.3.2 Objetivo Específico

- Recopilar información de campos en Venezuela y el mundo en los cuales se haya estudiado y aplicado el método WAG anteriormente.
- Establecer cuáles campos de Venezuela poseen propiedades recomendables para la aplicación del método WAG.
- Realizar un análisis de sensibilidades en el cual se establezcan los parámetros operacionales y propiedades de yacimiento más influyentes en el desempeño del método WAG.
- Optimizar los parámetros operacionales y propiedades de yacimiento de modo de maximizar la producción alcanzada mediante el método WAG.

1.4 Limitaciones

- La reducida aplicación de esta metodología en Venezuela limita el acceso a información de los procesos del método, como datos operacionales manejados e históricos de producción cotejables.
- Se utilizará una versión reducida del simulador numérico, lo que impacta en los tamaños de los modelos.

Capítulo II

Marco Teórico

2.1 Fundamentos Teóricos Relacionados a la Inyección WAG

En esta primera parte se pretende dar al lector una ilustración de los conceptos relevantes relacionados con la inyección alternada de agua y gas, WAG, tales como mecanismos de desplazamiento (miscible e inmisible), eficiencias (macroscópica y microscópica), propiedades de los fluidos y del yacimiento, entre otras. (Jiménez, 2005).

2.1.1 Mecanismos de Desplazamiento

En una revisión realizada previamente (Christensen, Stenby, & Skauge, 2001) documentan que cerca del 80 % de los casos de campos en que se realizó la inyección WAG como método de recobro mejorado correspondía a WAG miscible o MWAG, mientras que el 20% restante correspondía a WAG inmisible o IWAG. Stalkup (1983) señala que, después de ser descubiertos los yacimientos y una vez comenzada su producción, estos presentan una etapa inicial llamada “recobro primario”, donde la energía intrínseca del yacimiento es empleada para recuperar parte del crudo.

Mecanismos tales como empuje por capa de gas, gas en solución y acuíferos activos contribuyen al desplazamiento inicial de los fluidos dentro del yacimiento a medida que la presión declina. Luego, al descender la presión del yacimiento por debajo del

punto de burbuja, se observa un recobro adicional debido a la liberación y expansión del gas.

Algunos yacimientos cuentan con una capa de gas, cuya expansión anexa a un posible drenaje gravitacional, aportan energía al desplazamiento del crudo en el espacio poroso. Otros yacimientos pueden estar vinculados a cuerpos de agua (acuíferos) que añaden parcial o totalmente un empuje activo, permitiendo así una caída moderada de presión.

Desde el descubrimiento de los primeros campos petroleros en el siglo XIX hasta las primeras décadas del siglo XX, la mayor parte de éstos eran producidos por mecanismos de recobro primario hasta que se llegaba al límite económico, tiempo en el cual se abandonaban los campos. Cuadros y Guarín (1994) señalan que, al llegar a este punto, por lo general, el yacimiento estaba agotado o la relación agua/petróleo era muy alta en particular en yacimientos asociados con acuíferos activos. Adicionalmente, si se consideran las deficiencias tecnológicas de aquellas épocas, se puede concluir que el porcentaje del petróleo original en sitio que se lograba extraer no era muy elevado.

Stalkup (1983) describe que, el recobro primario varía entre un yacimiento y otro, dependiendo de factores tales como: Los mecanismos responsables de la producción (tipo de empuje), las propiedades del sistema roca / fluidos, la tecnología disponible, entre otros. Un rango típico de éste se encuentra entre un 5 % y un 20 % del crudo original en el yacimiento. Luego de agotada la etapa de producción inicial, se puede ensayar algún proceso de recobro adicional o período de “recobro secundario” en el cual se inyecta un fluido compatible con las características físico-químicas del yacimiento. Inicialmente, se comenzó a inyectar a los yacimientos agua o gas natural sin aditivos químicos, en forma inmiscible, con el objeto de incrementar la producción respecto a la observada con los métodos de recobro primario. A continuación se explicarán algunas de las técnicas de inyección más empleadas.

La inyección de gas en la capa de gas y la inyección de agua en el acuífero, cerca del contacto agua / petróleo. En primera instancia, la producción presentaba tasas altas por tiempos más prolongados sin una declinación considerable de la presión del yacimiento; ésta técnica aún se conoce como “técnica de mantenimiento de presión”. Más tarde, se reconoció que estos fluidos mantenedores de presión, también generaban un empuje hacia los pozos productores de los fluidos dentro del yacimiento.

Luego de la etapa de recobro secundario, aparece un período de recuperación adicional que no solo involucra la inyección de agua o gas y se denomina etapa de “recobro mejorado”. Para esto Jiménez (2005, pág. 5) comenta: “dentro de los métodos más importantes de este tipo de recobro se encuentran: la inyección continua de vapor, la estimulación con vapor (inyección cíclica), la inyección de agua mejorada (con álcalis, polímeros o surfactantes), además de la inyección de algún gas (CO₂, N₂, gas hidrocarburo, etc.) con el objetivo de desplazar el petróleo de forma miscible, para poder reducir la saturación residual de petróleo que quedaba luego de un desplazamiento inmisible”.

Comentados procesos de desplazamiento (de recobro secundario y de recobro terciario o mejorado) están limitados bajo parámetros operacionales como el tiempo de inyección y el volumen inyectado, además de factores importantes como:

- La eficiencia volumétrica de los fluidos introducidos al yacimiento, la cual proviene de la eficiencia areal por la eficiencia vertical (conocida como eficiencia macroscópica).
- La eficiencia de desplazamiento de los fluidos de inyección en la roca barrida (llamada en varias ocasiones como eficiencia microscópica), y que depende de la saturación residual de petróleo.

Stalkup (1983) señala que, la eficiencia volumétrica, E_v , es por lo general, función de la heterogeneidad y anisotropía de la formación y de la razón de movilidades entre el fluido desplazante y el desplazado. Aún después de realizado el barrido, éste es incompleto y permanece una saturación de petróleo residual detrás del frente de avance. Jiménez (2005, pág. 6) argumenta. “la eficiencia de desplazamiento, E_D , es la resultante de la interacción entre el medio poroso y los fluidos, y de los fluidos entre sí, está gobernada por factores como la tensión interfacial, mojabilidad, presión capilar y permeabilidades efectivas”. Comentados factores, además de las propiedades de las rocas como la porosidad absoluta, la porosidad efectiva y la permeabilidad, influyen en la saturación residual de petróleo.

Es de recordar que el factor de recobro (F_R), es función de ambas eficiencias:

$$F_R = E_v * E_D \quad \text{(Ec. 2.1)}$$

Desplazamiento Inmiscible

Stalkup (1983) describe que, dos fluidos son inmiscibles, si al ser introducidos en un recipiente forman una fase heterogénea. El agua y el crudo son inmiscibles. En la misma medida, el crudo y el gas natural son inmiscibles, aunque el gas presenta alguna pequeña solubilidad en el petróleo, la cual depende de la presión del sistema. Sin embargo, luego de superado el límite de solubilidad (ej. presión de burbuja), se forma una fase claramente heterogénea y separada por una interfase.

Jiménez (2005, pág. 7) señala: “cuando dos fases inmiscibles fluyen simultáneamente a través de un medio poroso, como por ejemplo en un desplazamiento de petróleo por agua, el comportamiento del flujo se ve afectado por las permeabilidades relativas. La permeabilidad relativa al petróleo disminuye en la medida que decrece su saturación. Esta permeabilidad tiende a cero y el petróleo deja de fluir teniendo todavía un valor

finito de saturación de petróleo; esta limitante de saturación es llamada saturación residual de petróleo, S_{or} , o más precisamente, el “*endpoint*” de la saturación residual de petróleo en la curva de permeabilidades relativas”. Por otro lado, también es conocido como la saturación residual promedio de petróleo dejada en un yacimiento luego de un proceso de inundación con agua. En el mismo orden de ideas, la permeabilidad al agua disminuye hasta un valor cercano a cero, ésta es determinada por su saturación la cual se conoce como saturación de agua irreducible (S_{wir}). Tanto petróleo como agua transitan entre ambos “*endpoints*”, teniendo en cuenta, además, los valores de las permeabilidades relativas de cada uno en esos puntos, los cuales se consideran también como “*endpoints*”.

La cantidad de fluido (agua en este caso) que debe ser inyectado para reducir la saturación de petróleo en la región de la formación barrida está relacionada con la forma de las curvas de permeabilidades relativas. Ésta es un indicador de qué tanto fluido debe ser inyectado. Las curvas de permeabilidades relativas en sistemas gas – líquido son similares a la **figura 2.1**.

La **figura 2.1** muestra las curvas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo, donde se pueden apreciar los “*endpoints*” en las intersecciones de las líneas punteadas con las curvas que representan el comportamiento de las permeabilidades relativas del agua y el petróleo de color azul y rojo respectivamente.

El comportamiento de flujo de dos fluidos inmiscibles está controlado también por otros factores como la estructura porosa de la roca, la mojabilidad del sistema y la tensión interfacial (IFT), entre el crudo y el agua. Craig (1971, pág. 12) definió la mojabilidad como: “La tendencia de un fluido a esparcirse sobre o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro u otros fluidos inmiscibles”. Este hecho tiene

efectos importantes sobre un desplazamiento inmisible. Por ejemplo, En un medio poroso mojado por agua es más favorable la inyección de agua que uno preferentemente mojado por petróleo, ya que, en el primero, se obtendrán valores más pequeños de saturación residual de petróleo. (Jiménez, 2005).

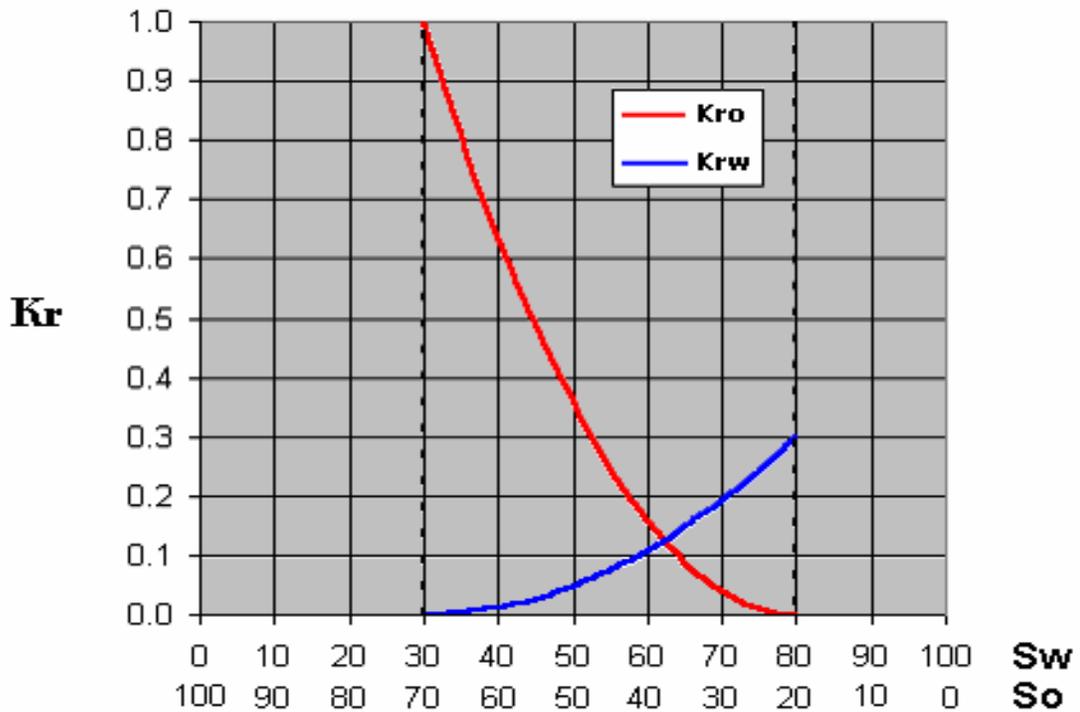


Figura 2.1. Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo (Crotti, 2002)

Los efectos de la IFT se pueden apreciar en la **figura 2.2**. En ella se observa la saturación de petróleo residual contra N.C. (número capilar), el cual se define de la siguiente manera:

$$NC = \frac{V * \mu_o}{\sigma_o / w} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

- V : Velocidad Darcy en el frente de desplazamiento;
- μ_o : viscosidad del petróleo;
- σ_o / w : IFT entre el crudo y el agua.

Se reconoce en la **figura 2.2** que al aumentar el N.C. (reducir IFT), la saturación de petróleo residual tiende a valores bajos. Stalkup (1983) dice que, si la IFT se reduce a cero, como en un desplazamiento miscible, el N.C. tiende a infinito y la Sor a su valor mínimo siendo en este punto donde se presenta el mayor recobro de petróleo. Diferente es el caso de un proceso de desplazamiento inmisible, ya que, el crudo queda atrapado detrás del frente de desplazamiento debido a que la IFT entre los fluidos genera un aumento en las fuerzas capilares, lo que hace que la Sor tenga un valor relativamente alto. (Jiménez, 2005).

Jiménez (2005, pág. 10) señala que. “Una medida aproximada de la relación de fuerzas viscosas a las fuerzas capilares es el número capilar. Analizando la **ecuación 2.2**, se nota que para aumentar el N.C. se puede: reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo o aumentar la velocidad del frente de desplazamiento. La segunda opción es poco viable de ejecutar tanto técnica como económicamente, ya que, se requeriría aumentar la tasa de bombeo de agua al yacimiento en unos cuantos órdenes de magnitud, para lograr un significativo aumento en el N.C. y, consecuentemente reducir la Sor. Un rango común de velocidad de avance del agua es de [0.5 – 1.5] pies/día suponiendo un área transversal al flujo constante (corazón), aunque cuando el área varía (yacimiento) se pueden dar valores de hasta 0.01 pies/día e incrementar este valor traería problemas para la formación como por ejemplo un fracturamiento no deseado o la migración de finos causando taponamiento de poros. Además, sería demasiado

costoso aumentar la capacidad de bombeo de agua. La segunda opción es más viable, ya que, una disminución en la IFT entre el crudo y el agua se puede lograr por medio del uso de surfactantes (tensoactivos), o mediante la aplicación de desplazamiento miscible en el que no existe IFT entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, lo que ocasiona que las fuerzas capilares que entrapan el crudo detrás del frente de desplazamiento sean despreciables”.

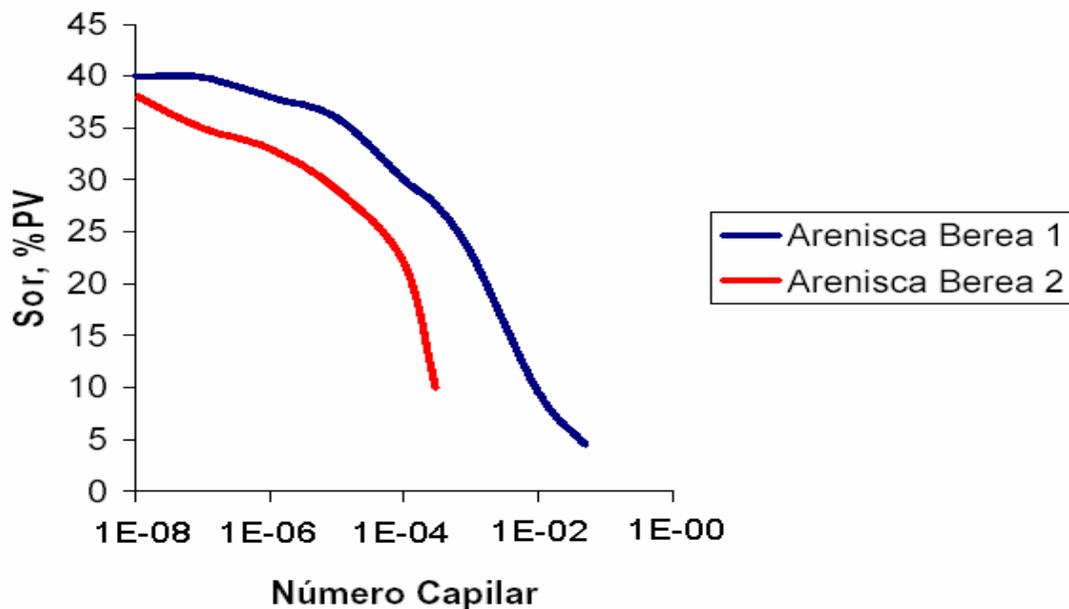


Figura 2.2. Dependencia de la Saturación residual de petróleo, Sor, respecto al Número Capilar, N. C. (Stalkup, 1983)

Miscibilidad y Desplazamientos Miscibles

Stalkup (1983) señala que, dos fluidos son miscibles si al ser combinados en cualquier proporción, todas sus mezclas forman una sola fase homogénea. Ejemplos de fluidos miscibles entre sí son la gasolina con el kerosene, y el agua con el alcohol etílico.

Para la mezcla de dos fluidos miscibles solo resulta una fase, entonces, no existirá IFT entre ellos y, por lo tanto, la saturación residual de petróleo tenderá a cero en la zona barrida si el desplazamiento es de este tipo. Norman (1969) desarrolló el fenómeno de miscibilidad mediante los siguientes ejemplos:

- Metano / Petróleo: el metano aparece como gas y el petróleo como líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura (**Ver figura 2.3**). Al variar las condiciones de presión a un valor de 2000 lpc y temperatura a 150 °F y mezclar estas dos sustancias, el sistema permanecerá en dos fases con una definida interfase entre las dos. Algo de metano quedó disuelto dentro del petróleo a esas elevadas condiciones. Sin embargo, los dos materiales son considerados inmiscibles, ya que no se mezclan en todas sus proporciones esas condiciones.
- Metano / Propano: ambos se comportan como gases a condiciones ambiente. Aumentando la presión, el propano cambia a estado líquido. El metano gaseoso y el propano líquido se combinan en todas proporciones a 2000 lpc y 150 °F. Se dice entonces que son miscibles entre sí a estas condiciones de presión y temperatura, aunque el propano estaba como líquido a esas condiciones, se comporta como gas a las mismas condiciones en presencia de un gas -metano en este caso. (**ver figura 2.4**). La figura señala el proceso de miscibilidad entre el propano y el metano a condiciones de yacimiento.
- Propano / Petróleo: el propano aparece como gas y el petróleo como líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura, pero a 2000 lpc y 150 °F se mezclan en todas sus proporciones. Se considera entonces al propano como un líquido en presencia del petróleo líquido y se dice que el petróleo y el propano son miscibles a estas condiciones (**ver figura 2.5**).

La **figura 2.3** muestra un esquema de como sustancias (Metano gaseoso y Petróleo líquido) a condiciones similares (2000 lpc y 150 °F) al entrar en contacto presenta una interfase inmisible diferenciable.

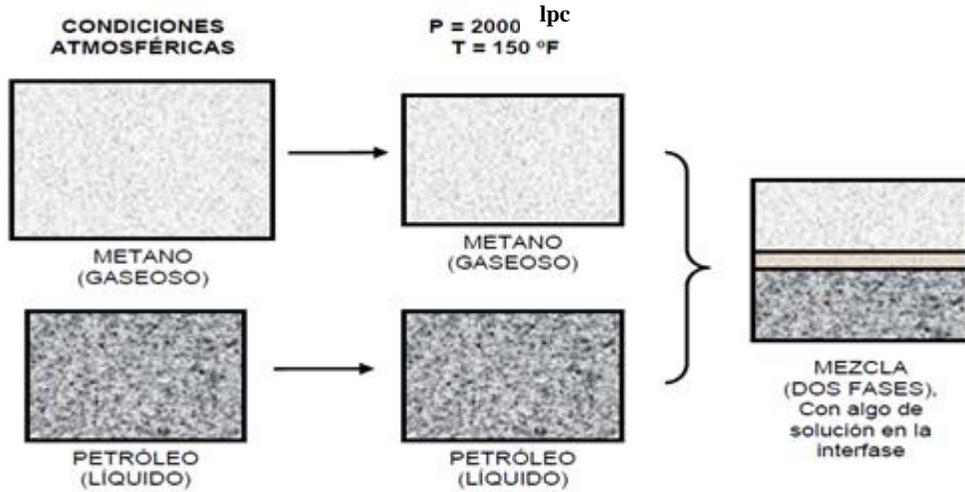


Figura 2.3. Miscibilidad de metano y propano (LPG) a condiciones de yacimiento (Gonzalez & Lizarazo, 1986)

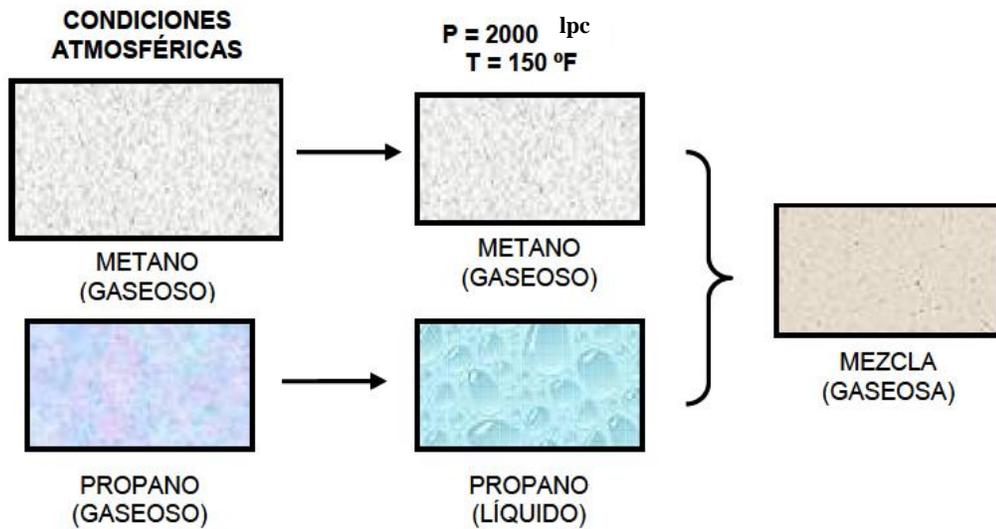


Figura 2.4. Inmiscibilidad del metano y del petróleo a condiciones de yacimiento (Gonzalez & Lizarazo, 1986)

La **figura 2.5** ilustra como dos sustancias se comportan de manera diferente según las condiciones de presión y temperatura a las cuales se encuentren, ese es el caso del propano que luego de estar a las condiciones de presión y temperatura adecuadas se comporta como líquido que al entrar en contacto con el petróleo forma una mezcla miscible.

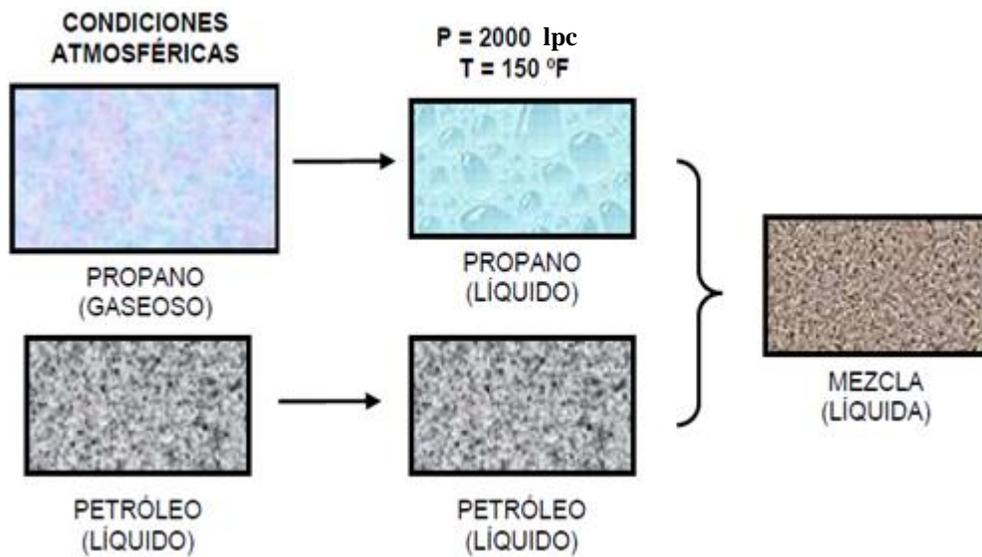


Figura 2.5. Miscibilidad de propano (LPG) y petróleo a condiciones de yacimiento (Gonzalez & Lizarazo, 1986)

La miscibilidad es determinada por las condiciones de temperatura y presión del sistema, a su vez, el estado del propano depende del estado de los componentes en cuya presencia se encuentra y de las condiciones de temperatura y presión del sistema. Esto puede ocurrir con cualquier otro líquido o gas al presentarse un incremento en la presión. Es justamente esta característica del propano, LPG, y otros solventes la que provee las bases sobre las cuales trabaja el proceso de desplazamiento miscible en sus tres variantes: desplazamiento miscible al primer contacto, empuje de gas por condensación o desplazamiento por gas enriquecido empuje de gas vaporizante o

desplazamiento a alta presión., las cuales no se discutirán con mayor grado detalle debido al alcance de aplicación de este trabajo. (Jiménez, 2005).

2.2 Eficiencias de Desplazamiento

Monroy & Coronado (2008, pág. 12) escribieron. “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”.:

$$F = E_v * E_h * E_m \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

E_v = Eficiencia de desplazamiento vertical.

E_h = Eficiencia de desplazamiento horizontal.

E_m = Eficiencia de desplazamiento microscópico.

Monroy & Coronado (2008, pág. 13) señalaron. “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”.

Aumentar cualquiera de las eficiencias presentes en la **ecuación 2.3** generaría un aumento en el factor de recobro de un proyecto de inyección de fluidos, convirtiéndolo en exitoso si éste llega a ser alto. (Monroy & Coronado, 2008)

2.2.1 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 2.6** se observa la distribución vertical del agua y del gas en el yacimiento luego de implementarse la inyección WAG.

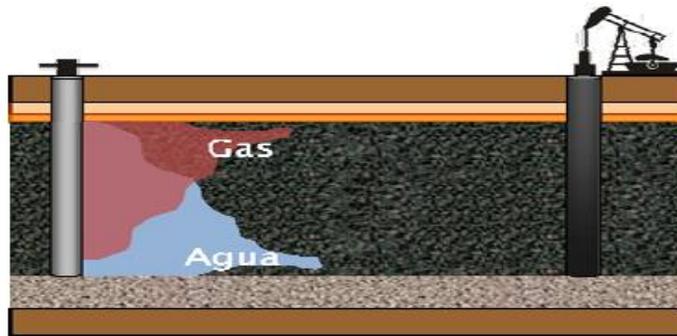


Figura 2.6. Distribución de los fluidos verticalmente (Monroy & Coronado, 2008) (Gonzalez & Lizarazo, 1986)

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

- Estratificación.
- Anisotropía.
- Comunicación entre zonas.

- Relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales ($R_{v/g}$)

Monroy & Coronado (2008, págs. 14-15) escribieron. “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”:

$$R_{v/g} = \left(\frac{v \cdot \mu_o}{k \cdot g \cdot \Delta\rho} \right) \left(\frac{L}{h} \right) \quad \text{(Ec. 2.5)}$$

Donde:

- v = Velocidad Darcy.
- μ_o = Viscosidad del petróleo.
- L = Distancia entre los pozos.
- k = Permeabilidad al petróleo.
- g = Fuerza de gravedad.
- $\Delta\rho$ = Diferencia de densidad entre
- h = Espesor de la arena.

La tasa de flujo, el espaciamiento entre pozos, la diferencia de densidades y la permeabilidad son los parámetros claves que determinan el valor de la relación entre las fuerzas viscosas y gravitacionales, y, además, controlan el proceso de segregación. (Monroy & Coronado, 2008).

$\ggg R_{v/g}$ 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. (León & Pinto, 2004).

2.2.2 Eficiencia de Desplazamiento Horizontal

La medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer horizontalmente el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo desplazado a los pozos productores es la eficiencia de desplazamiento horizontal. (Monroy & Coronado, 2008). La **figura 2.7** muestra un esquema del desplazamiento horizontal hacia un pozo.

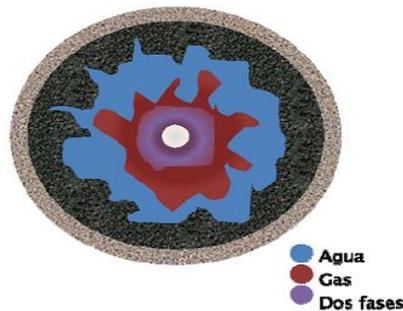


Figura 2.7. Distribución de los fluidos horizontalmente. (Monroy & Coronado, 2008).

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

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

Monroy & Coronado (2008, pág. 15) escribieron. “La movilidad de los fluidos determina la estabilidad del frente. Las condiciones óptimas para el desplazamiento de petróleo 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 petróleo con gas puede escribirse como:

$$M = \frac{krg/\mu g}{kro/\mu o} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

krg = Permeabilidad relativa al gas.

μg = Viscosidad del gas.

kro = Permeabilidad relativa al petróleo.

μo = Viscosidad del petróleo.

Se presentará digitación viscosa, barridos ineficientes del yacimiento y tiempos de ruptura tempranos si se obtiene una relación de movilidad desfavorable, es decir mayor que uno, esto hará que el gas se desplace más rápido que el crudo dentro del yacimiento.

(León & Pinto, 2004) describen que, el desplazamiento de la inyección WAG se optimizará si la relación de movilidades alcanza valores cercanos a 1. Lo cual, 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.

2.2.3 Eficiencia de Desplazamiento Microscópico

En yacimientos mojados por agua, el petróleo ocupa los canales porosos más grandes, mientras que el agua ocupa los canales porosos más pequeños y moja las superficies de los granos.

Surguchev y otros (1992) señalan que, previo a una inyección WAG, parte de la fase no mojante (petróleo), 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 será reducir la saturación de la fase no mojante (petróleo) que se encuentra entrapada en el espacio poroso, mediante el entrapamiento del gas inyectado.

En la **figura 2.8** se muestra un yacimiento de este tipo en el cual la fase petróleo se encuentra entrapada por la fase agua. Al inyectar WAG el gas se mueve a través de los poros más pequeños, llegando a los poros ocupados por el petróleo para desplazarlo y reducir la cantidad entrapada de petróleo, aumentando el entrapamiento del gas. (Monroy & Coronado, 2008).



Figura 2.8. Distribución de los fluidos a nivel poroso. (Monroy & Coronado, 2008).

2.3 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.

Sin embargo, para efectos de este trabajo solo se profundizará en los efectos de las características del yacimiento y los parámetros operacionales.

2.3.1 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

Monroy & Coronado (2008, págs. 32-33) escribieron. “La heterogeneidad del yacimiento tanto vertical (**figura 2.9**) como areal (**figura 2.10**) 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”.

La **figura 2.9** muestra una vista frontal de una sección del yacimiento que detalla la estratificación del yacimiento idealmente.

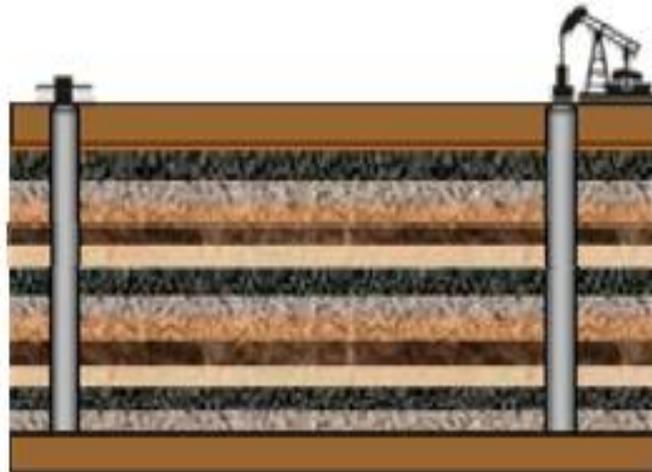


Figura 2.9. Estratificación en el yacimiento. (Monroy & Coronado, 2008).

La **figura 2.10** muestra una vista frontal de una sección de un yacimiento que detalla las condiciones posibles de anisotropía en el medio poroso.

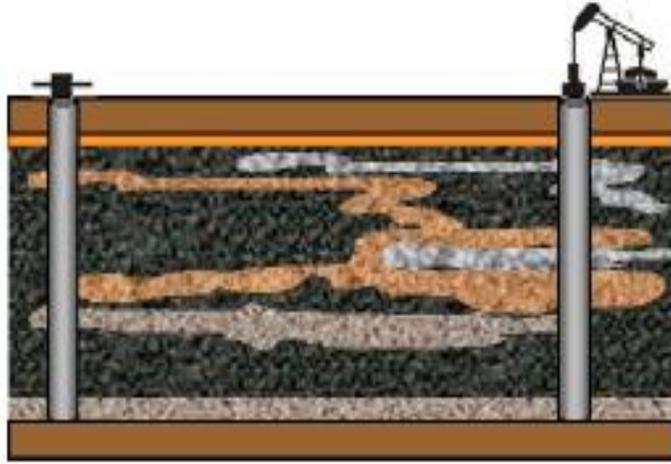


Figura 2.10. Anisotropía en el yacimiento. (Monroy & Coronado, 2008).

Espesor de la Formación Productora

El proceso de inyección WAG se verá fuertemente determinado por el espesor de la formación, 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. (Monroy & Coronado, 2008).

La **figura 2.11** muestra como el espesor de la formación influye directamente en la estabilidad del frente de la inyección, dando pie a que si este es muy grande se genere migración de los fluidos inyectados hacia el tope y la base de ésta. La **figura 2.12** ilustra como por el contrario si 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.

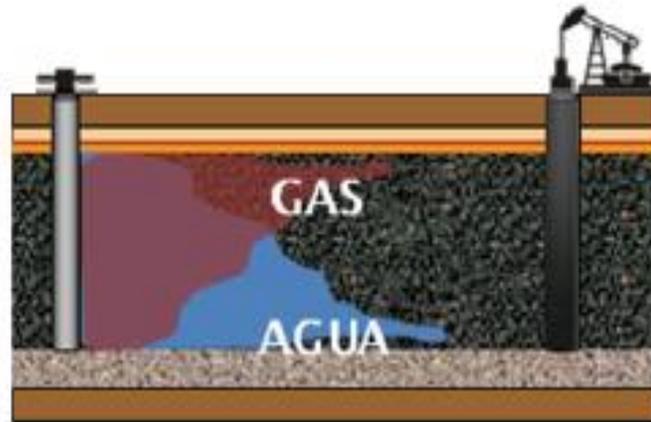


Figura 2.11. Espesor desfavorable para la inyección WAG. (Monroy & Coronado, 2008).

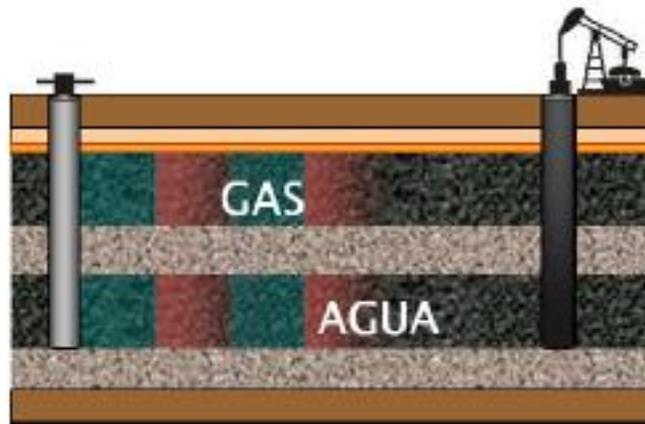


Figura 2.12. Espesor favorable para la aplicación de la inyección WAG. (Monroy & Coronado, 2008).

Profundidad del Yacimiento

Monroy & Coronado (2008, pág. 35) escribieron. “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”.

2.3.2 Parámetros Operacionales

Algunos de los parámetros operacionales que afectan a la inyección WAG son:

- Tasas y presiones de inyección.
- Tamaño de los baches de agua y gas.
- Relación agua/gas inyectada.
- Duración de los ciclos.

Tasas y Presiones de Inyección

Monroy & Coronado (2008, págs. 38-41) señalaron: “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 parámetros.

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

En trabajos previos (Manrique, Calderón, Mayo, & Stirpe, 1998), se describe que, 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 petróleo.

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. 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 proyecto.

Relación Agua/Gas Inyectada

Monroy & Coronado (2008, pág. 42) escribieron: “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.

Duración de los Ciclos WAG

Monroy & Coronado (2008, pág. 43) Escribieron: “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 inmisible 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, Manrique y otros añaden que, el número 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”.

2.4 Simulador Numérico de Yacimientos

El software empleado para el análisis de procesos WAG mediante simulación numérica fue el software IMEX de la compañía Computer Modelling Group, CMG. IMEX es un simulador trifásico de petróleo negro implícito/explicito; que modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-aceite o agua-aceite-gas. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos, o de profundidad variable y espesor

variable. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallados.

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

2.5 Diseños Experimentales

Los investigadores realizan experimentos con el objetivo de descubrir algo aún desconocido referente a un proceso o sistema. Literalmente, un experimento es una prueba. De una manera más formal se puede definir un experimento como una serie de pruebas en las que se realizan numerosos cambios a las variables de entrada para lograr entender cómo afectan éstas a las variables de salida.

Cuando se tienen muchos datos pertenecientes a muchas variables y se necesita realizar un experimento, es normal cuestionarse acerca del método o camino que se va a tomar. Un experimento diseñado es aquel que reduce el número de pruebas tomando únicamente aquellas que afectan considerablemente la respuesta. De esta forma no sólo es posible llegar a una conclusión de una manera más rápida, sino que se conoce la manera en que los diversos factores interactúan entre ellos.

A manera de ejemplo en la **ecuación 2.7** se puede suponer un modelo de respuesta z con dos factores controlados x_1 y x_2 . La ecuación que representa el valor de z quedaría como:

$$z = \beta_0 + \beta_1x_1 + \beta_2x_2 + \beta_3x_1x_2 + \mathcal{E} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

En esta ecuación se incluye el error experimental o cualquier factor no-controlado, los términos β_1x_1 y β_2x_2 representan a los efectos principales y el término $\beta_3x_1x_2$ es un efecto de interacción doble. En un experimento diseñado se debe manipular sistemáticamente x_1 y x_2 mientras se mide z con el objetivo de estimar los valores de β_0 , β_1 , β_2 y β_3 .

Los diseños de experimentos son modelos estadísticos clásicos que consisten en una prueba o varias pruebas en las que se inducen cambios deliberadamente en las variables de entrada del sistema (proceso) de manera de facilitar la identificación de las causas que originan los cambios en la respuesta. El objetivo del diseño de experimentos es estudiar si utilizar un determinado tratamiento mejora el proceso. Para ello se debe experimentar utilizando el tratamiento y no utilizándolo. La mayor precisión en los resultados se obtiene cuando todos los factores varían dentro de cada experimento, permitiendo establecer un plan de experimentos que incluya un mínimo de pruebas y que produzca los resultados deseados. Si la variabilidad experimental es grande, sólo se detectará la influencia del uso del tratamiento cuando éste produzca grandes cambios en relación con el error de observación. (Manfre, 2009).

Algunas de las ventajas asociadas al uso de diseño de experimentos son:

- Disminución del número de pruebas.
- Análisis de las interacciones particulares entre algunos factores.
- Manejo más fácil de los resultados.
- Permite estudiar un gran número de factores en poco tiempo.

Existen muchos tipos de diseños de experimentos; a continuación, se darán a conocer los utilizados en este trabajo.

2.5.1 Diseños Factoriales

Un diseño factorial es un tipo de experimento diseñado que permite estudiar los efectos que pueden tener varios factores sobre una respuesta. Al realizar un experimento, el hecho de variar los niveles de todos los factores al mismo tiempo en lugar de uno a la vez permite estudiar las interacciones entre los factores. En la **figura 2.13** se muestra una gráfica que intentan representar las interacciones de cada variable en dos niveles de datos, cada punto representa una combinación única de niveles de los factores.

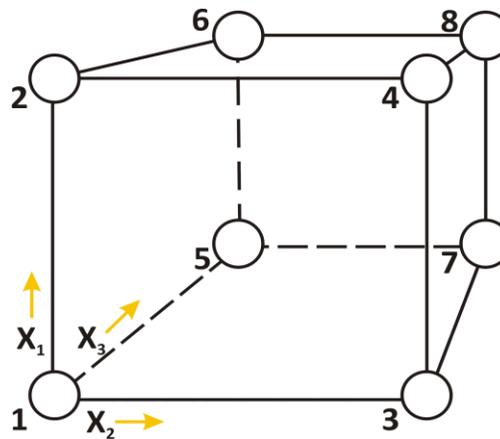


Figura 2.13. Diseño Factorial de Dos Niveles. (Manfre, 2009).

Diseño Full Factorial

Un diseño Full Factorial es un diseño en el cual los investigadores miden las respuestas con todas las combinaciones de los niveles de los factores. Sus dos niveles son usados para representar estados de “bajo” y “alto” o “encendido” y “apagado”. Sin embargo, este tipo de diseños también pueden extrapolarse para más niveles. Este tipo de diseños suelen usarse para expandir estudios en diseño que requieran procesos de optimización posteriores. Además, cuando este tipo de diseños ubica una cantidad muy grande de factores se estila utilizar su versión fraccionada.

Para este tipo de diseños los investigadores solo realizan un subconjunto seleccionado o "fracción" de las corridas del diseño factorial completo. Los diseños factoriales fraccionados son una opción adecuada cuando los recursos son limitados o el número de factores incluidos en el diseño es grande, porque usan menos corridas que los diseños factoriales completos. (Montgomery, 2001).

A modo de ejemplo, el número de corridas necesarias para un diseño factorial completo de 2 niveles es 2^k , donde k es el número de factores. A medida que aumenta el número de factores en un diseño factorial de 2 niveles, el número de corridas necesarias para ejecutar un diseño factorial completo aumenta rápidamente. Por ejemplo, un diseño factorial completo de 2 niveles con 5 factores requiere 32 corridas; un diseño con 6 factores requiere 64 corridas que es el caso del presente proyecto.

2.5.2 Diseños de Superficie de Respuesta

La metodología de los diseños de superficie de respuesta es una colección de técnicas matemáticas y estadísticas que son útiles a la hora de modelar y analizar problemas en los cuales una respuesta de interés está influenciada por muchas variables y el objetivo es optimizar la respuesta. A manera de ejemplo en la **ecuación 2.8** se puede suponer un problema donde sea necesario conocer los niveles de presión (x_1) y temperatura (x_2) que maximicen la eficiencia (y) de un proceso. De modo que:

$$y = f(x_1, x_2) + \varepsilon \quad \text{(Ec. 2.8)}$$

donde ε representa al error observado en la respuesta y .

Para generar las superficies de respuesta siempre es necesario un modelo o ecuación representativa. Una vez que se consigue, basta con graficar la superficie de respuesta y determinar su punto máximo o mínimo. Los modelos más comunes de superficie de

respuesta son cuadráticos y cúbicos. (Montgomery, 2001). Existen varios de estos diseños como lo son el diseño de box-behnken, el diseño central composite, el diseño de hiper cubo latino, el diseño full factorial de tres niveles, entre otros. Para el caso de esta investigación se ejecutará un diseño full factorial de tres niveles debido a que con este se logra la medición de todas las combinaciones posibles entre las variables estudiadas.

2.5.3 Optimización

El termino optimización hace referencia a la búsqueda de la característica, estado o cualidad óptima. Matemáticamente optimizar es buscar el máximo o el mínimo, según sea el caso, de una función analizada. De modo que dada una función $f: A \rightarrow \mathbb{R}$ la optimización consiste en conseguir el elemento x_0 en A tal que $f(x_0) \leq f(x)$ para todos los x en A (valor mínimo) o $f(x_0) \geq f(x)$ para todos los x en A (valor máximo). Son muchas las técnicas utilizadas para encontrar el máximo o mínimo de una función, así como son muchas las aplicaciones que se le pueden dar a la optimización matemática.

La optimización no es aplicada únicamente en el campo de las matemáticas. En ocasiones se tiene un proceso que depende de numerosos factores y es necesario conseguir cual es el valor exacto que debe tener cada uno de ellos para conseguir la mejor respuesta posible. Por esta razón conocer diversos métodos de optimización es importante a la hora de buscar la forma de generar la mayor eficiencia de un determinado proceso como lo es la producción de petróleo.

Los algoritmos (conjuntos ordenados de operaciones que permiten hallar la solución de un problema) empleados en la optimización se pueden dividir en dos grandes categorías: deterministas y probabilísticos. Los algoritmos deterministas son aquellos en los cuales existe únicamente una forma de proceder de modo que, dado un valor

inicial constante, un algoritmo determinista siempre responderá de la misma manera. Este tipo de algoritmos son los más comunes y conocidos en la actualidad. Una función matemática es un ejemplo de algoritmo determinista ya que ésta siempre produce el mismo resultado si se le aplica el mismo valor de entrada. Uno de los principales problemas con los algoritmos deterministas consiste en que en muchas ocasiones se hace difícil conseguir una secuencia de pasos que generen la respuesta deseada. En otras ocasiones, seguir estos pasos puede llevar un tiempo considerable. Son estas situaciones las que hacen importantes a los algoritmos probabilísticos. (Weise, 2008).

Los algoritmos probabilísticos (también llamados estocásticos) son aquellos cuyos resultados están basados en la toma de algunas decisiones al azar de modo que, en promedio, es posible obtener una buena solución al problema. A diferencia de los algoritmos deterministas, los probabilísticos pueden ofrecer distintos resultados a partir de los mismos datos iniciales. Estos resultados no son siempre los correctos (es posible conseguir un mínimo o máximo local y no uno global al optimizar una función) pero en ocasiones es preferible conformarse con una solución cercana a la perfecta antes que esperar largo tiempo por conseguir la respuesta precisa.

Para entender mejor la diferencia entre los algoritmos probabilísticos y los deterministas es posible considerar el siguiente ejemplo: si se tiene un vector de n componentes y se conoce que la mitad de ellos tienen valor "x" y la otra mitad tiene valor "z" y se necesita conseguir una posición en que esté ubicada una "z" se puede proceder de dos formas.

La manera más obvia es ir probando uno por uno en cada posición del vector hasta conseguir el primer valor de "z". Sin embargo, en el peor de los casos, esto tomaría $\frac{n}{2}$ ciclos. Si se comprueban los valores de 2 en 2 o de 3 en 3, la cantidad máxima de ciclos sería la misma. Es decir, que cualquier forma ordenada (algoritmo determinista) en que se verifiquen los valores del vector es imposible garantizar que se hallará una respuesta

rápida para cualquier configuración. Por el contrario, si se comprueba cada elemento del vector de manera aleatoria, hay altas probabilidades de conseguir una "z" dentro del vector rápidamente. De modo que, en este caso, sería más conveniente utilizar un algoritmo probabilístico tomando en cuenta que éste tiene más opciones de conseguir la respuesta deseada en menor tiempo. Paralelo al concepto de algoritmo probabilístico se encuentra la aproximación heurística. El término "heurística" hace referencia a la búsqueda o el descubrimiento, es decir, hallar. En el caso particular de las matemáticas y los procesos de optimización, la palabra heurística se utiliza para describir la manera de hallar una solución de forma rápida, pero sin garantizar la exactitud o factibilidad de la misma. En problemas de optimización donde se trate de encontrar la combinación perfecta entre varios factores que posteriormente dará origen a un valor óptimo, los algoritmos heurísticos son muy utilizados ya que, a diferencia de los métodos deterministas, no suponen una búsqueda sistemática de todo el conjunto de posibles soluciones. Si bien esta forma de actuar supone tiempos de cómputo menores, es necesario acotar que, tratándose particularmente de problemas de optimización, los algoritmos heurísticos corren el riesgo de hallar como respuesta, un óptimo local y no uno global.

En la **figura 2.14** se observan distintos ejemplos de máximos y mínimos locales y globales.

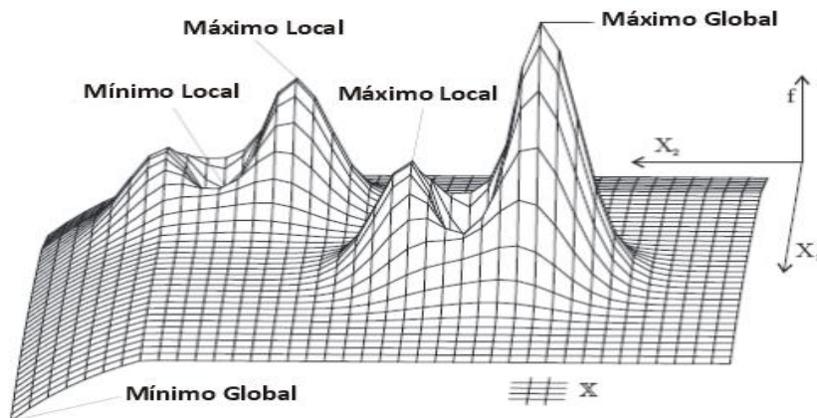


figura 2.14. Máximos y Mínimos Globales y Locales. (Manfre, 2009).

Capítulo III

Metodología

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

3.1 Compilación de Datos para Generar el Modelo de Simulación

Con el fin de generar el modelo inicial del yacimiento y de tener criterios para fijar las condiciones de inyección y producción de las corridas, se realizó una investigación amplia de trabajos técnicos referentes a la aplicación del método de inyección WAG, inicialmente enfocado en hallar las características de aplicaciones previas a nivel mundial que dieran fundamento a la escogencia de una zona para la aplicación de la inyección WAG en Venezuela, de esta primera etapa surgió como candidato el Campo El Furrial (SPE 50645), debido a sus condiciones favorables tanto de las características del yacimiento como previas condiciones operacionales, todo este tipo de información se obtuvo de publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, SPE. Una vez recogida dicha información se pudo enfocar la revisión bibliográfica en cuánto a las características del yacimiento, propiedades de los fluidos e interacción roca-fluido del Campo El Furrial, se trabajó en específico con los trabajos de Todd & Claridge (1999) y Echeveria & Auxiette (2002) que permitieron el correcto modelo inicial que serviría como base para todas las corridas siguientes.

Finalmente fue necesario encontrar los rangos de los parámetros operacionales y las características del yacimiento que serán los límites para establecer los análisis de

sensibilidad necesarios para el trabajo, más adelante serán presentados estos límites fundamentales para el cumplimiento de los objetivos planteados en este proyecto.

3.2 Generación del Modelo de Simulación

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

Es por ello que para este estudio conceptual se trabajó con un yacimiento horizontal plano. El cual, basado en la información publicada por Todd & Claridge (1999), y realizando algunas modificaciones para el yacimiento Cretáceo del campo El Furrial, fue dividido en 15 unidades de flujo, representando un yacimiento tipo volumétrico, con crudo subsaturado y una presión inicial de 7200 lpc.

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

3.2.1 Propiedades del Petróleo y el Gas

En las **figuras 3.1, 3.2 y 3.3** se muestran las propiedades PVT del petróleo y el gas utilizadas para este modelo. En la **figura 3.1** se presenta la relación gas/petróleo y el factor volumétrico de petróleo en relación a la presión, en la **figura 3.2** se presenta el factor de expansión del gas versus la presión y en la **figura 3.3** se encuentra la viscosidad del petróleo y la viscosidad del gas versus la presión, todas ellas a la temperatura del yacimiento (295 °F).

3.2.1 Curvas de Permeabilidad Relativa

Las **figuras 3.4, 3.5 y 3.6** muestran el comportamiento de las permeabilidades relativas usadas en el modelo de simulación (Todd & Claridge, 1999). La **figura 3.4** muestra la permeabilidad relativa del agua y el petróleo versus la saturación de agua, la **figura 3.5** ilustra la permeabilidad relativa del gas y el petróleo versus la saturación de líquido y la **figura 3.6** muestra el diagrama de permeabilidades trifásicas.

3.1 Diseño del Mallado de Simulación

Basado en desarrollos previos (Chichirico & Sillet, 2004) para la selección de la malla, se tomó un elemento de simetría, correspondiente a aproximadamente un $\frac{1}{4}$ del tamaño original del campo descrito en el trabajo de Todd & Claridge (1999) manteniendo sus propiedades promedio, donde luego se realizó un arreglo de dos pozos, en donde se mantuvo una distancia de 1500 ft entre el pozo inyector y el pozo productor. La malla final tuvo un total de 31.740 celdas, distribuidas en: 46 celdas en la dirección i, 46 en la dirección j y 15 en la dirección k, éstas últimas de 10 pies de espesor cada una. Esta malla permitió tener 30 bloques entre el pozo inyector y el pozo productor.

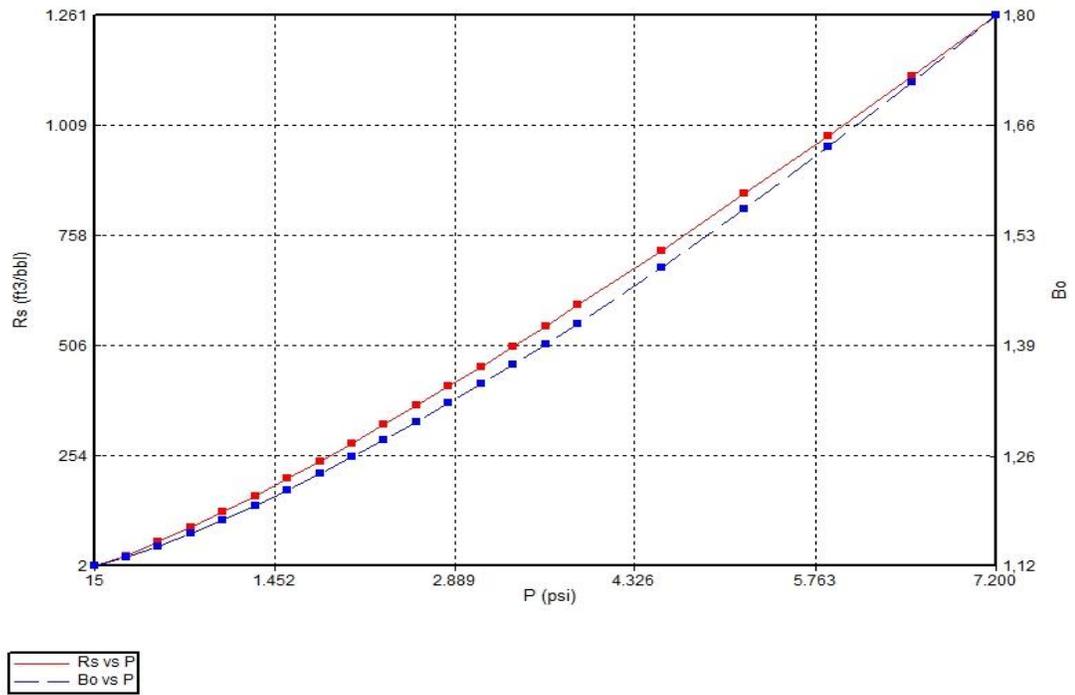


Figura 3.1. R_s y β_o Vs P. (Todd & Claridge, 1999).

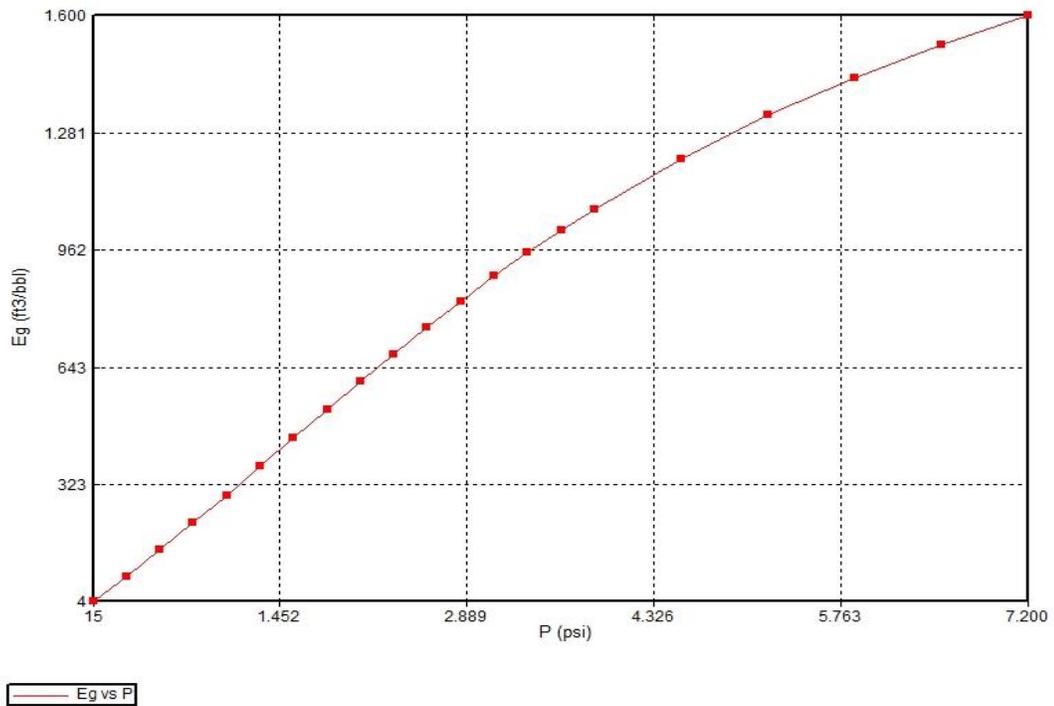


Figura 3.2. E_g Vs P. (Todd & Claridge, 1999).

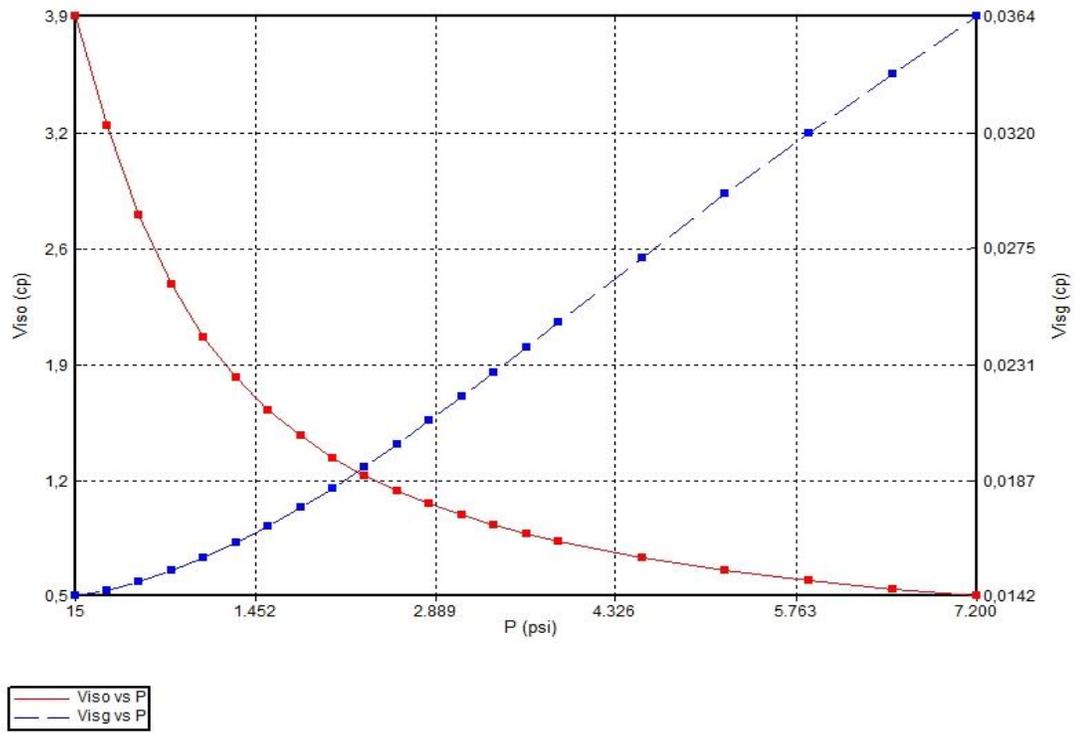


Figura 3.3. Visc. del petróleo y visc. del gas Vs P. (Todd & Claridge, 1999).

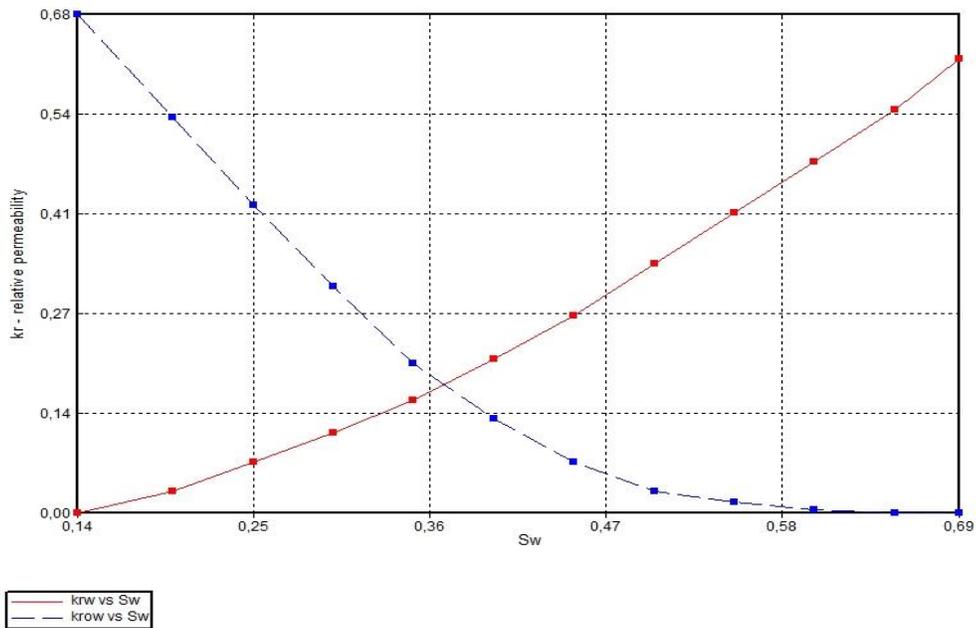


Figura 3.4. Krw y Kro Vs Sw. (Todd & Claridge, 1999).

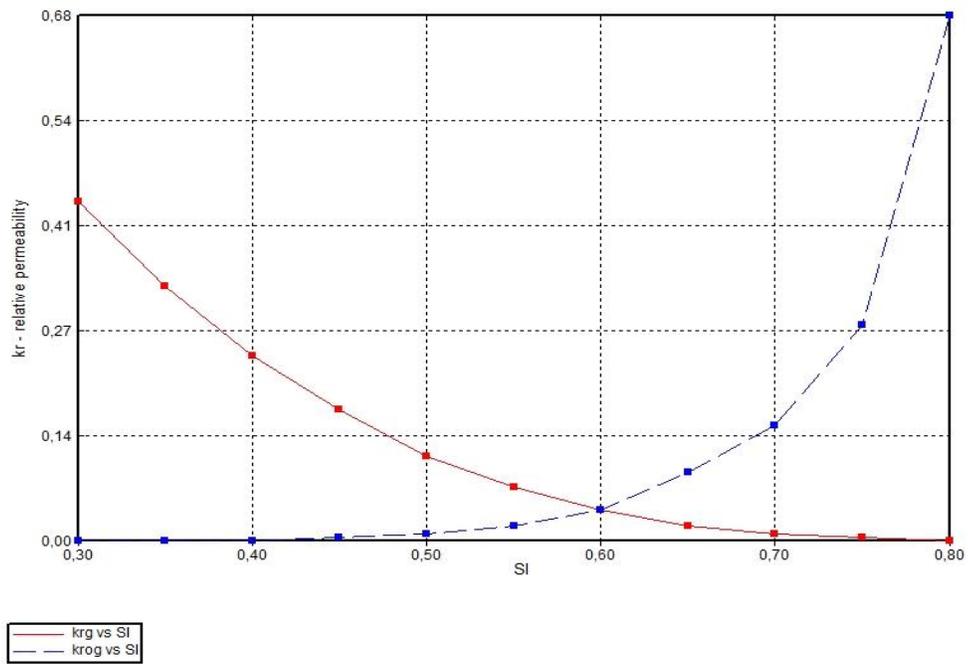


Figura 3.5. Krg y Kro Vs SI. (Todd & Claridge, 1999).

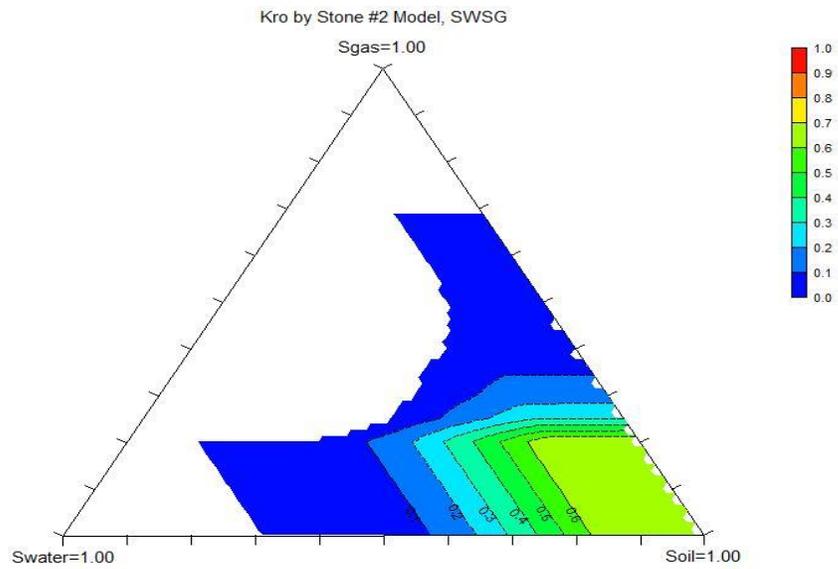


Figura 3.6. Diagrama de Permeabilidades Relativas Trifásicas. (Todd & Claridge, 1999).

La **figura 3.7** muestra la vista en tres dimensiones del mallado utilizado para el caso base de la simulación.

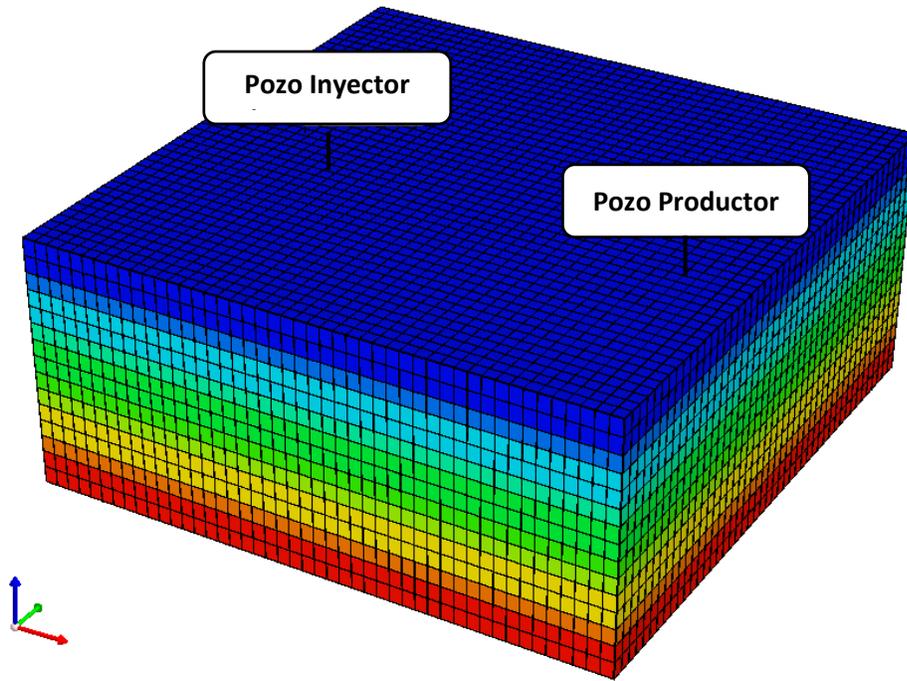


Figura 3.7. Malla utilizada en la simulación del caso base. (Post-Procesador Results 3D de CMG, 2015).

3.2 Sensibilidades

En esta etapa se buscó utilizar una metodología que permitiera estudiar la influencia de los parámetros operacionales y características del yacimiento no solo de manera aislada, es decir, que el estudio pudiera determinar la interacción entre éstas. Para ello fue necesario orientar la búsqueda bibliográfica a información especializada en materia de diseños experimentales, lo que permitió encontrar herramientas propicias para realizar el diseño de las sensibilidades con el fin comentado.

3.2.1 Determinación de los Parámetros más Importantes

Antes de poder efectuar un estudio amplio en lo que respecta a los valores de entrada para un diseño experimental que pudiera posteriormente dar cabida a un proceso de optimización, fue necesario hacer un primer cribado o *screening* a los datos de entrada, ya que, es posible afirmar que algunos de ellos generarán mayores cambios en la respuesta que otros. Por tanto, es necesario conocer cuáles son estas variables antes de efectuar el proceso de optimización, a manera de delimitar los datos de mayor impacto en el modelo, y así, disminuir la cantidad de corridas.

A modo de introducción es importante destacar que una de las ventajas del diseño experimental es que permite conocer la forma en la cual diversas variables afectan a un proceso y cuáles de ellas afectan en mayor o menor medida. En este sentido se utilizarán dos técnicas de diseño experimental para determinar en primera instancia, qué variables afectan mayormente el factor de recobro, y luego realizar un segundo diseño más exhaustivo a las variables de mayor influencia en el modelo para tomarlas en cuenta en el proceso de optimización.

Los parámetros que serán analizados en este primer diseño experimental son:

- Porosidad de la roca yacimiento (\emptyset).
- Permeabilidad absoluta de la roca yacimiento (K_{abs}).
- Espesores del yacimiento (H).
- Tasa de inyección de agua en el pozo inyector ($Q_{iny.W}$).
- Tasa de inyección de gas en el pozo inyector ($Q_{iny.G}$).
- Tiempo de inyección de cada ciclo WAG (T . Ciclo).

Tomando en cuenta investigaciones anteriores (Echeverría & Aurixiette, 2002), (Manrique, Calderón, Mayo, & Stirpe, 1998), (Purakkal, Nath, & Sur, 2010), (Acosta, y otros, 2006) y (Todd & Claridge, 1999) se establecieron los valores límites para cada uno de los parámetros evaluados. Estos se muestran en la **tabla 3.1**.

Tabla 3.1. Valores máximos y mínimos de los parámetros evaluados para el primer diseño experimental.

Parámetro	Valor mínimo	Valor máximo
Ø (%)	8	15
Kabs (mD)	20	1200
H (pies)	10	300
Qiny.W (bbl/d)	2000	4000
Qiny.G (pies³/d)	2520000	5040000
T.Ciclo (meses)	6	12

3.2.2 Selección de los Diseños Experimentales

Para dar entrada a este tema es importante saber que existen varios tipos de diseños experimentales. Para la primera etapa de la selección de los diseños se optó por uno de dos niveles, ya que, estos pueden ser utilizados para procesos de *screening* o cribado, debido a que el objetivo de este primer diseño era conocer los efectos e interacción entre los parámetros, fue elegido el diseño full factorial de dos niveles.

Diseño Full Factorial de Dos Niveles

El diseño full factorial permite conocer todos los efectos principales y todas las interacciones entre los factores (Kuehl, 2001). Sus dos niveles son usados para estados de “bajo” y “alto”.

La **tabla 3.2** muestra el número de corridas iniciales, así como el tipo de interacción que ofrece la aplicación de este diseño experimental de dos niveles.

Tabla 3.2. Características del diseño experimental full factorial de dos niveles.

Nombre del diseño	Tipo de interacción	Número de corridas
Diseño Full Factorial de dos niveles.	<ul style="list-style-type: none"> • Efectos principales • Interacciones entre 2 factores 	64

Para el diseño de la rutina que emparejaría cada de una de las corridas, fue utilizado un software estadístico que genera de manera predeterminada las rutinas de varios diseños experimentales llamado Minitab® 2017. Este generó automáticamente todas las combinaciones de entrada al simulador. En las **tablas 3.3 y 3.4** se muestran todas las combinaciones de entrada que surgieron al utilizar este software.

Una vez corridos todos los casos se procedió a evaluar el factor de recobro y el petróleo producido en cada uno de ellos. Con este análisis se determinarán la existencia de interacciones entre los parámetros y se podrán ordenar dichos parámetros de acuerdo a su impacto en el factor de recobro. Para esto, es necesario realizar un Gráfico de Efectos también conocido como Diagrama de Pareto. Mediante esta forma de visualización es posible notar cuáles parámetros son los que más afectan al resultado final. Luego de correr los iniciales 64 casos se procederá a calcular el efecto que ejerce cada parámetro sobre el resultado final. Para ello se empleará la **ecuación 3.1** (Montgomery, 2001). En dicha ecuación se expresa que el efecto del parámetro A sobre el resultado final es igual a la diferencia entre los promedios de los resultados de las corridas en las que A poseía su valor máximo (y_{A^+}) y aquellas corridas en las cuales A tenía un valor mínimo (y_{A^-}).

$$A = y_{A^+} - y_{A^-} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Del mismo modo para conocer el efecto que tienen las interacciones dobles sobre el resultado final se debe efectuar un procedimiento análogo: se calcula la diferencia entre los promedios de los resultados de los casos en que los parámetros A y B sean máximos y se los casos en que A y B sean mínimos.

La **figura 3.8** ilustra de una mejor forma el cálculo de los efectos principales y los efectos de interacción. En dicha figura se ejemplifica un diseño Full Factorial de 3 factores con dos niveles (positivo y negativo). En el caso de los efectos principales las caras sombreadas de los cubos, muestran los casos en los que A, B o C toman valores positivos o negativos. Estos valores son los que deben ser promediados a la hora de cuantificar el efecto de determinado factor en la respuesta final.

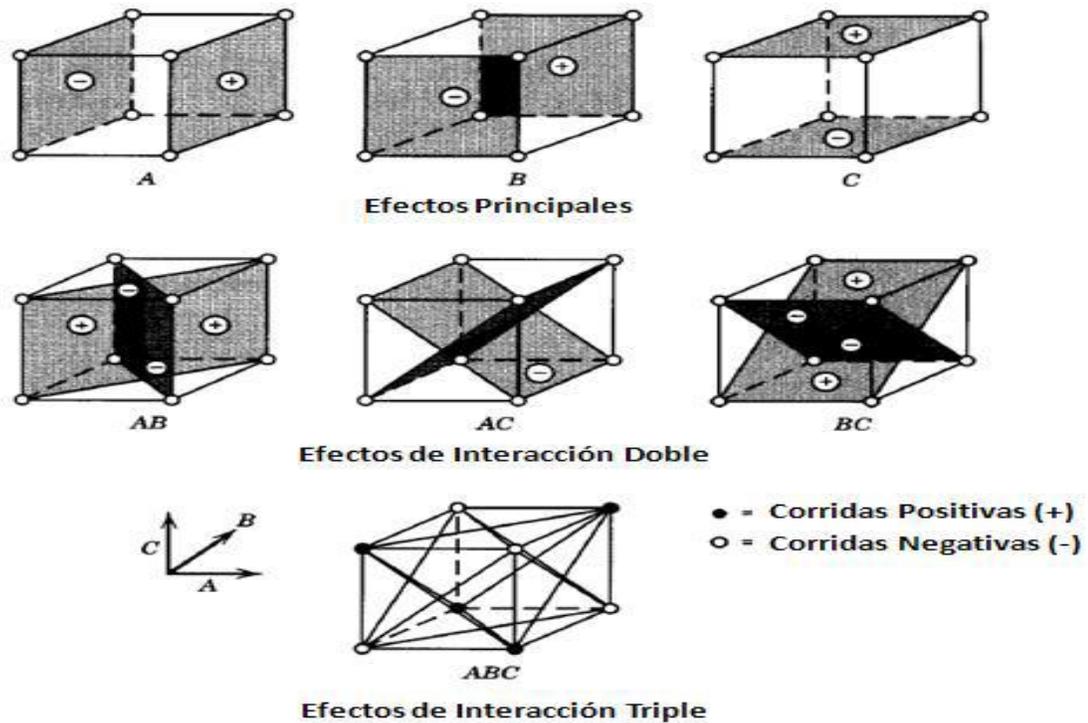


Figura 3.8. Representación geométrica de los efectos principales y los efectos de interacción en un diseño Full Factorial de 2^3 . (Montgomery, 2001).

Tabla 3.3. Matriz de entrada al Simulador para el proceso de screening.

Caso	Ø (%)	Kabs (mD)	H (pies)	Qiny.W (bbl/d)	Qiny.G (scf/d)	T.Ciclo (meses)
1	8	60	100	2000	2520000	6
2	15	60	100	2000	2520000	6
3	8	1200	100	2000	2520000	6
4	15	1200	100	2000	2520000	6
5	8	60	300	2000	2520000	6
6	15	60	300	2000	2520000	6
7	8	1200	300	2000	2520000	6
8	15	1200	300	2000	2520000	6
9	8	60	100	4000	2520000	6
10	15	60	100	4000	2520000	6
11	8	1200	100	4000	2520000	6
12	15	1200	100	4000	2520000	6
13	8	60	300	4000	2520000	6
14	15	60	300	4000	2520000	6
15	8	1200	300	4000	2520000	6
16	15	1200	300	4000	2520000	6
17	8	60	100	2000	5040000	6
18	15	60	100	2000	5040000	6
19	8	1200	100	2000	5040000	6
20	15	1200	100	2000	5040000	6
21	8	60	300	2000	5040000	6
22	15	60	300	2000	5040000	6
23	8	1200	300	2000	5040000	6
24	15	1200	300	2000	5040000	6
25	8	60	100	4000	5040000	6
26	15	60	100	4000	5040000	6
27	8	1200	100	4000	5040000	6
28	15	1200	100	4000	5040000	6
29	8	60	300	4000	5040000	6
30	15	60	300	4000	5040000	6
31	8	1200	300	4000	5040000	6
32	15	1200	300	4000	5040000	6

Tabla 3.4. Matriz de entrada al Simulador para el proceso de screening.

Caso	Ø (%)	Kabs (mD)	H (pies)	Qiny.W (bbl/d)	Qiny.G (scf/d)	T.Ciclo (meses)
33	8	60	100	2000	2520000	12
34	15	60	100	2000	2520000	12
35	8	1200	100	2000	2520000	12
36	15	1200	100	2000	2520000	12
37	8	60	300	2000	2520000	12
38	15	60	300	2000	2520000	12
39	8	1200	300	2000	2520000	12
40	15	1200	300	2000	2520000	12
41	8	60	100	4000	2520000	12
42	15	60	100	4000	2520000	12
43	8	1200	100	4000	2520000	12
44	15	1200	100	4000	2520000	12
45	8	60	300	4000	2520000	12
46	15	60	300	4000	2520000	12
47	8	1200	300	4000	2520000	12
48	15	1200	300	4000	2520000	12
49	8	60	100	2000	5040000	12
50	15	60	100	2000	5040000	12
51	8	1200	100	2000	5040000	12
52	15	1200	100	2000	5040000	12
53	8	60	300	2000	5040000	12
54	15	60	300	2000	5040000	12
55	8	1200	300	2000	5040000	12
56	15	1200	300	2000	5040000	12
57	8	60	100	4000	5040000	12
58	15	60	100	4000	5040000	12
59	8	1200	100	4000	5040000	12
60	15	1200	100	4000	5040000	12
61	8	60	300	4000	5040000	12
62	15	60	300	4000	5040000	12
63	8	1200	300	4000	5040000	12
64	15	1200	300	4000	5040000	12

A la hora de calcular los efectos de interacción doble o triple se muestran las zonas en el cubo en las que la combinación entre los valores de A, B o C se torna positiva o negativa. Cuando se afirma que AB es positivo se está queriendo decir que la multiplicación de los valores de A y B es positiva. En el caso de la presente investigación, los valores máximos representarían a los niveles positivos y los valores mínimos, a los negativos.

Para representar gráficamente los efectos principales y de interacción se suele realizar un Diagrama de Pareto. En la **figura 3.9** se muestra un ejemplo de este tipo de representación gráfica. Se puede observar que para cada uno de los factores existe una barra que muestra el efecto (positivo o negativo) que genera dicho factor sobre la respuesta final. Una vez obtenido este gráfico es posible discriminar entre los efectos, siguiendo metodologías estadísticas de modo que se pueda determinar cuáles factores afectan significativamente y cuáles no.

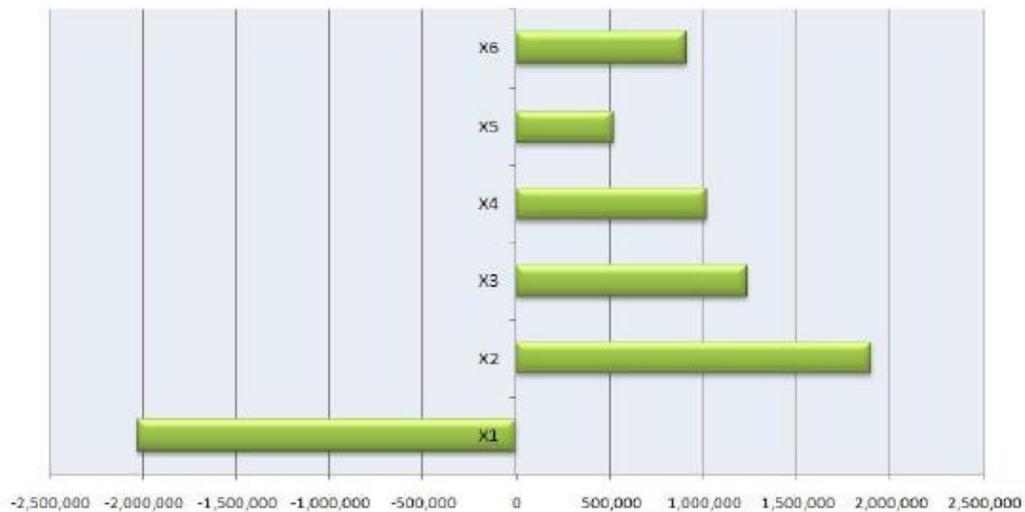


Figura 3.9. Ejemplo de Diagrama de Pareto.

Diseño Full Factorial de Tres Niveles

Como fue comentado anteriormente, los diseños full factorial permiten conocer los efectos principales, así como las interacciones entre dos variables.

Para los fines de este proyecto, el diseño full factorial de tres niveles fue utilizado para extender el estudio de las variables que previamente analizadas tuvieron mayores efectos sobre los resultados. A modo de, poder tener una superficie de respuesta que pudiera ser optimizada.

Los nuevos valores que fueron agregados en esta extensión al diseño previo de dos niveles fueron: 200 pies, 12 mD, 3000 bbl/día y 3780000 scf/día, esto para las variables espesor, porosidad, tasa de inyección de agua y tasa de inyección de gas respectivamente.

Nuevamente para el diseño de la rutina que emparejaría cada de una de las corridas, fue utilizado el software estadístico Minitab® 2017. Este generó automáticamente todas las combinaciones de entrada al simulador de este segundo experimento. En la **tabla 3.5** se muestran todas las combinaciones de entrada que surgieron al utilizar este software.

3.3 Optimización

Una vez determinados los parámetros de mayor impacto en el factor de recobro y el petróleo producido, se procederá a generar una superficie de respuesta que modele el comportamiento de ésta en función de dichos parámetros.

Tabla 3.5. Matriz de entrada al Simulador, segundo diseño.

Caso	H (Pies)	Ø (%)	Qiny.W (bbl/d)	Qiny.G (scf/d)	Caso	Ø (%)	H (pies)	Qiny.W (bbl/d)	Qiny.G (scf/d)
1	100	8	2000	2520000	42	300	12	3000	3780000
2	200	8	2000	2520000	43	100	15	3000	3780000
3	300	8	2000	2520000	44	200	15	3000	3780000
4	100	12	2000	2520000	45	300	15	3000	3780000
5	200	12	2000	2520000	46	100	8	4000	3780000
6	300	12	2000	2520000	47	200	8	4000	3780000
7	100	15	2000	2520000	48	300	8	4000	3780000
8	200	15	2000	2520000	49	100	12	4000	3780000
9	300	15	2000	2520000	50	200	12	4000	3780000
10	100	8	3000	2520000	51	300	12	4000	3780000
11	200	8	3000	2520000	52	100	15	4000	3780000
12	300	8	3000	2520000	53	200	15	4000	3780000
13	100	12	3000	2520000	54	300	15	4000	3780000
14	200	12	3000	2520000	55	100	8	2000	5040000
15	300	12	3000	2520000	56	200	8	2000	5040000
16	100	15	3000	2520000	57	300	8	2000	5040000
17	200	15	3000	2520000	58	100	12	2000	5040000
18	300	15	3000	2520000	59	200	12	2000	5040000
19	100	8	4000	2520000	60	300	12	2000	5040000
20	200	8	4000	2520000	61	100	15	2000	5040000
21	300	8	4000	2520000	62	200	15	2000	5040000
22	100	12	4000	2520000	63	300	15	2000	5040000
23	200	12	4000	2520000	64	100	8	3000	5040000
24	300	12	4000	2520000	65	200	8	3000	5040000
25	100	15	4000	2520000	66	300	8	3000	5040000
26	200	15	4000	2520000	67	100	12	3000	5040000
27	300	15	4000	2520000	68	200	12	3000	5040000
28	100	8	2000	3780000	69	300	12	3000	5040000
29	200	8	2000	3780000	70	100	15	3000	5040000
30	300	8	2000	3780000	71	200	15	3000	5040000
31	100	12	2000	3780000	72	300	15	3000	5040000
32	200	12	2000	3780000	73	100	8	4000	5040000
33	300	12	2000	3780000	74	200	8	4000	5040000
34	100	15	2000	3780000	75	300	8	4000	5040000
35	200	15	2000	3780000	76	100	12	4000	5040000
36	300	15	2000	3780000	77	200	12	4000	5040000
37	100	8	3000	3780000	78	300	12	4000	5040000
38	200	8	3000	3780000	79	100	15	4000	5040000
39	300	8	3000	3780000	80	200	15	4000	5040000
40	100	12	3000	3780000	81	300	15	4000	5040000
41	200	12	3000	3780000					

Es preciso recordar que una superficie de respuesta permite modelar la curvatura en la respuesta, lo que proviene de factores elevados al cuadrado. La realización del diseño experimental de tres niveles generará una superficie cuadrática a la hora construir la superficie de respuesta.

3.3.1 Generación de la Superficie de Respuesta

Los coeficientes de la ecuación que representaría la superficie de respuesta fueron obtenidos a través del método de mínimos cuadrados. El método intenta buscar los coeficientes de una ecuación tal que permitan que el cuadrado del error entre los datos medidos y los estimados sean minimizados.

Si la ecuación que modela un determinado proceso es la expresada en la **ecuación 3.2**

$$y_i = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{ij} + \varepsilon_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Entonces el método de mínimos cuadrados busca los β 's de modo que la suma de los cuadrados del error, ε_i , sea minimizado. Si se expresa esto matemáticamente en la **ecuación 3.3** entonces se puede afirmar que se busca minimizar la función L.

$$L = \sum_{i=1}^n \left(y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^k \beta_j x_{ij} \right)^2 \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Para lograr minimizar la función L, los coeficientes $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k$ deben cumplir lo expresado en la **ecuación 3.4** que se traduce en la implementación de un sistema de ecuaciones.

$$\frac{\delta L}{\delta \beta_0} \Big|_{\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k} = -2 \sum_{i=1}^n \left(y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^k \beta_j x_{ij} \right)^2 = 0 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Resolver un problema de mínimos cuadrados se vuelve más sencillo si se ésta se desarrolla como una notación matricial en donde se quiera hallar la matriz β en la **ecuación 3.5**.

$$y = X\beta + \varepsilon \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Dónde:

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}, \quad X = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1k} \\ 1 & x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{nk} \end{bmatrix}$$

$$\beta = \begin{bmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \\ \vdots \\ \beta_n \end{bmatrix}, \quad \varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}$$

En el vector “y” se colocarán las respuestas obtenidas. Para esta investigación se colocarán los valores correspondientes al factor de recobro para cada uno de los casos analizados. La matriz X contendrá los valores de los parámetros operacionales y de yacimiento que resultaron más importantes. Estos son los provenientes del diseño experimental de tres niveles. Como se tiene un ajuste a una superficie cuadrática se deberán colocar en esta matriz los valores elevados al cuadrado de cada uno de los parámetros con los cuales se desea realizar el ajuste. Una vez colocados todos los datos

en forma matricial, los valores de los coeficientes son los conseguidos mediante la **ecuación 3.6**.

$$\beta = (X^t X)^{-1} X^t y \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Una vez obtenidos los valores de β , se coloca cada uno de ellos acompañando al parámetro respectivo en la ecuación que modela la superficie de respuesta. Finalmente, se consigue generar un modelo matemático que vincule los resultados provenientes de las simulaciones con los valores de los parámetros operacionales. (Manfre, 2009).

3.3.2 Cálculo del Error

Una vez obtenida la ecuación que generaría la superficie se vuelve imprescindible conocer si ésta se ajusta a los resultados experimentales provenientes de las simulaciones. Con tal fin, de entre los datos generados por la simulación y los de la superficie de respuesta se calcula el error porcentual a través de la **ecuación 3.7**. Para corroborar que el modelo analítico se ajusta a los datos obtenidos a través de la simulación, la sustracción promedio en porcentaje tiene que ser menor a 10% y si es posible, menor al 5%. (Manfre, 2009).

$$\text{Error (\%)} = \frac{Np(\text{simulación}) - Np(\text{superficie})}{Np(\text{simulación})} \times 100\% \quad (\text{Ec. 3.7})$$

3.3.3 Optimización de la Superficie de Respuesta

Para poder obtener los óptimos valores provenientes de la superficie de respuesta fue necesario analizar cada uno de los términos de la ecuación que describe la superficie. Ecuaciones de segundo grado pueden requerir en ocasiones métodos más robustos que

la simple utilización de un método algebraico, debido a que, dichos métodos no discriminan entre máximos o mínimos la hora de arrojar una respuesta.

Una vez, evaluadas las condiciones de la ecuación que modela la superficie de respuesta será escogido el mejor modo para su optimización. Finalmente, es importante destacar que los resultados de la optimización de la superficie de respuesta deben estar dentro de los extremos fijados al comienzo de este trabajo. (Manfre, 2009).

Capítulo IV

Análisis de Resultados

4.1 Modelo de Simulación

Como fue comentado en el capítulo anterior, el modelo de simulación previsto para este proyecto posee características promedias de El Campo El Furrial, a continuación, se presentarán los datos de entrada al software de simulación.

4.1.1 Características Iniciales del Yacimiento

La **tabla 4.1** muestra los valores promedios usados en el modelo homogéneo de simulación inicial. Los valores correspondientes a la porosidad, permeabilidades, profundidad, espesor, presión inicial, temperatura del yacimiento, compresibilidad de la formación, presión de burbuja, gravedad específica del gas, densidad del petróleo fueron obtenidos de las referencias de Todd & Claridge (1999) y Echeverría & Auxiette (2002). Cabe destacar que el valor de la compresibilidad de la formación y la gravedad específica del gas fue obtenido a través de las correlaciones de Hall (Banzer, 1996) y de Hernández y Pichón (Escobar, 2008) a continuación se presentan las ecuaciones provistas por las correlaciones mencionadas:

Correlación de Hall:

$$C_f = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) * 10^{-6} \quad \text{(Ec. 4.1)}$$

Donde:

Ø: Porosidad de la roca.

Correlación de Hernández y Pichón:

$$y_g = 0.4657 + 0.01438 * API \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

API: Densidad del petróleo en grados API.

Tabla 4.1. Características iniciales del modelo de simulación. (Todd & Claridge, 1999), (Echeverría & Aurixiette, 2002).

Característica	Valor
Porosidad (%)	12%
Permeabilidad X,Y (mD)	630
Permeabilidad Z (mD)	25
Profundidad (pies)	14.200
Espesor (pies)	150
Presión Inicial (lpc)	7200
Temperatura del Yacimiento (°F)	295
Compresibilidad de la formación (1/lpc)	4,6857e-6
Presión de burbuja (lpc)	3870
Gravedad específica del gas	0.8252
Densidad del petróleo (°API)	25

4.1.2 Definición del Caso Base

Todas las corridas se realizaron en un modelo de yacimiento horizontal, tipo caja, cuyas características fueron mostradas en el capítulo anterior. En la simulación de las diferentes corridas el tiempo de inyección fue de 20 años comenzando en junio de 2001,

siendo para el caso base una tasa de inyección tanto para el agua como para el gas de 3000 by/d y una presión de inyección de 1.3 veces la presión inicial del yacimiento. Valor promedio de la referencia para inyecciones inmiscibles (Manrique, Calderón, Mayo, & Stirpe, 1998). Se inició la inyección con un tapón de agua, que tuvo una duración de 9 meses, seguido por un tapón de gas también de 9 meses, es decir una relación WAG de 1:1. Estos últimos valores representan el punto medio de la sensibilidad del tiempo de los ciclos y la relación base utilizada para todos los casos de sensibilidades hechas respectivamente.

Es importante destacar que a la hora de poder obtener un caso base que permitiera caídas de presión “suaves” entre las etapas de cambio de inyección del fluido desplazante, así como, las caídas de presión al inicio de la vida productiva del yacimiento, fue necesario realizar ajustes a la restricción del pozo productor por medio de la tasa de producción de petróleo, valor establecido en 1500 stb/d, así como una tasa de producción de agua en 1300 stb/d, además se colocó una presión de fondo fluvente de 2000 lpc para de esa manera obtener un plateau al final de la producción. En la **figura 4.1** se puede evidenciar dicho comportamiento.

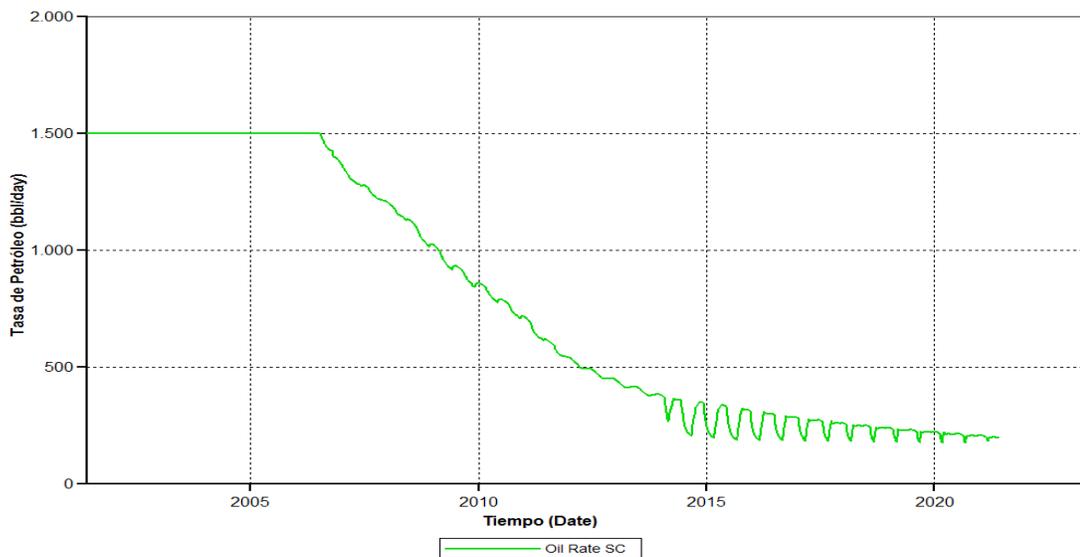


Figura 4.1. Comportamiento de Producción del Caso Base.

4.2 Resultados de las Corridas

Luego de realizar las 64 simulaciones correspondientes al diseño experimental full factorial de dos niveles, se obtuvieron distintos resultados que representaban una gran importancia a la hora de analizar el proceso. En primer lugar, se mostrarán los valores correspondientes al petróleo producido (N_p) y el factor de recobro (FR) para cada uno de los casos. Estos resultados se encuentran en las **tablas 4.2 y 4.3** respectivamente.

De la **tabla 4.2** se destacan los casos 24 y 9 que representan la combinación de factores para los cuales se obtuvo la mayor y menor cantidad de petróleo producido de todos los casos respectivamente.

Tabla 4.2. Petróleo Producido para cada uno de los casos de Screening.

Caso	N_p (MMSTB)	Caso	N_p (MMSTB)	Caso	N_p (MMSTB)	Caso	N_p (MMSTB)
1	2,812	17	2,901	33	2,768	49	2,828
2	4,588	18	4,802	34	4,587	50	4,776
3	2,890	19	2,949	35	2,848	51	2,884
4	4,767	20	4,932	36	4,766	52	4,952
5	6,639	21	6,992	37	6,643	53	6,985
6	10,227	22	10,593	38	10,253	54	10,639
7	7,006	23	7,350	39	6,979	55	7,274
8	10,880	24	10,955	40	10,905	56	10,940
9	2,646	25	2,922	41	2,749	57	2,923
10	4,137	26	4,649	42	4,268	58	4,762
11	2,662	27	2,888	43	2,775	59	2,988
12	4,204	28	4,631	44	4,322	60	4,752
13	5,658	29	6,133	45	5,738	61	6,291
14	8,483	30	9,158	46	8,502	62	9,164
15	6,010	31	6,349	47	6,017	63	6,455
16	8,978	32	9,255	48	9,063	64	9,347

De la **Tabla 4.3** se destacan los casos 59 y 14 que representan la combinación de factores para los cuales se obtuvo el mayor y menor *FR* de todos los casos respectivamente.

Tabla 4.3. Factor de Recobro para cada uno de los casos de Screening.

Caso	FR (%)						
1	56,401	17	58,203	33	55,519	49	56,724
2	49,086	18	51,374	34	49,079	50	51,099
3	57,984	19	59,168	35	57,126	51	57,848
4	51,005	20	52,769	36	50,989	52	52,987
5	44,370	21	46,722	37	44,391	53	46,678
6	36,448	22	37,753	38	36,541	54	37,917
7	46,815	23	49,115	39	46,635	55	48,604
8	38,775	24	39,043	40	38,865	56	38,989
9	53,073	25	58,608	41	55,140	57	58,628
10	44,260	26	49,743	42	45,666	58	50,952
11	53,404	27	57,936	43	55,659	59	59,942
12	44,976	28	49,543	44	46,240	60	50,843
13	37,810	29	40,984	45	38,345	61	42,041
14	30,231	30	32,637	46	30,302	62	32,658
15	40,163	31	42,424	47	40,209	63	43,133
16	31,996	32	32,985	48	32,299	64	33,312

4.2.1 Cálculo de Efectos

Una vez obtenidos los resultados es posible poder discriminar qué variables o qué combinación de variables genera un efecto sobre la producción de petróleo final. Además, es posible saber entre las variables estudiadas cuales impactaron en mayor

medida el modelo. Para ello se hace uso de la **ecuación 3.1** mostrada en la sección anterior. En la mencionada ecuación se plantea que el efecto será igual al promedio de los Np cuando determinado parámetro tenía su valor máximo (\overline{Np}^+) menos el promedio de los Np cuando este parámetro tomaba su menor valor (\overline{Np}^-). En las **tablas 4.4 y 4.5** se muestran los efectos de cada uno de los parámetros y las interacciones respectivamente. De igual manera, la misma ecuación y el mismo planteamiento fue utilizada para calcular los efectos del FR , en las **tablas 4.6 y 4.7** se muestran los efectos e interacciones de cada uno de los parámetros con respecto al FR .

Es importante destacar que en algunas ocasiones los efectos son negativos, esto solo quiere decir que cuándo un parámetro o interacción determinado aumenta su magnitud genera una disminución en el petróleo producido y, por el contrario, cuando mencionado parámetro disminuye el petróleo producido aumenta. Una vez calculados los efectos fue posible construir el Diagrama de Pareto. A continuación, se describirán las consideraciones necesarias para generar citado gráfico.

Tabla 4.4. Efectos de parámetros analizados para Np .

Parámetro	\overline{Np}^+ (MMBNP)	\overline{Np}^- (MMBNP)	Efecto (MMBNP)
\emptyset	7,226	4,686	2,540
Kabs	6,062	5,850	0,211
H	8,183	3,729	4,454
Qiny.W	5,590	6,322	-0,732
Qiny.G	6,107	5,805	0,302
T.Ciclo	5,973	5,939	0,034

Tabla 4.5. Efectos de interacciones analizadas para Np .

Parámetro	\overline{Np}^+ (MMBNP)	\overline{Np}^- (MMBNP)	Efecto (MMBNP)
\emptyset *Kabs	5,977	5,935	0,043
\emptyset *H	6,337	5,575	0,761
\emptyset *Qiny.W	5,826	6,086	-0,261
\emptyset *Qiny.G	5,973	5,939	0,035
\emptyset *Ticlo	5,963	5,949	0,013
Kabs*H	6,027	5,885	0,143
Kabs*Qiny.W	5,929	5,983	-0,054
Kabs*Qiny.G	5,925	5,987	-0,062
Kabs*T.Ciclo	5,957	5,956	0,001
H*Qiny.W	5,677	6,236	-0,559
H*Qiny.G	5,990	5,923	0,067
H*T.Ciclo	5,956	5,957	-0,001
Qiny.W*Qiny.G	6,007	5,905	0,102
Qiny.W*T.Ciclo	5,981	5,931	0,050
Qiny.G*T.Ciclo	5,955	5,958	-0,003

Tabla 4.6. Efectos de parámetros analizados para FR

Parámetro	\overline{FR}^+ (%)	\overline{FR}^- (%)	Efecto (%)
\emptyset	42,230	50,306	-8,076
Kabs	46,931	45,606	1,325
H	39,350	53,187	-13,837
Qiny.W	44,254	48,282	-4,027
Qiny.G	47,543	44,994	2,549
T.Ciclo	46,418	46,119	0,299

Tabla 4.7. Efectos de interacciones analizadas para *FR*.

Parámetro	\overline{FR}^+ (%)	\overline{FR}^+ (%)	Efecto (%)
Ø *Kabs	46,227	46,310	-0,083
Ø *H	46,004	46,533	-0,529
Ø *Qiny.W	45,967	46,569	-0,602
Ø *Qiny.G	46,176	46,360	-0,183
Ø *Ticlo	46,310	46,226	0,083
Kabs *H	46,466	46,070	0,396
Kabs *Qiny.W	46,043	46,494	-0,451
Kabs *Qiny.G	46,103	46,433	-0,330
Kabs *T.Ciclo	46,293	46,243	0,050
H *Qiny.W	45,278	47,259	-1,981
H *Qiny.G	45,956	46,580	-0,624
H *T.Ciclo	46,202	46,335	-0,133
Qiny.W *Qiny.G	46,762	45,774	0,988
Qiny.W *T.Ciclo	45,961	46,575	-0,614
Qiny.G *T.Ciclo	46,224	46,313	-0,089

4.2.2 Diagramas de Pareto

Con el fin de poder discriminar cuales parámetros e interacciones influían mayormente en el proceso de producción de petróleo, fue necesario construir Diagramas de Pareto, ya que, con ellos se puede visualizar el concepto planteado, empleando el porcentaje que representa cada efecto en el promedio de *Np* y *FR*. Es decir, cada uno de los efectos calculados anteriormente será dividido entre el petróleo producido promedio y el factor de recobro promedio respectivamente. De esa manera se obtuvo el porcentaje promedio de *Np* y *FR* que representa cada parámetro. Las **ecuaciones 4.3 y 4.4** denotan matemáticamente la explicación realizada.

$$\%efecto = \frac{(\overline{Np^+} - \overline{Np^-})}{\overline{Np}} \times 100\% \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$\%efecto = \frac{(\overline{FR^+} - \overline{FR^-})}{\overline{FR}} \times 100\% \quad (\text{Ec. 4.4})$$

En las **tablas 4.8 y 4.9** se muestran el porcentaje sobre el Np promedio y el FR promedio que tiene cada uno de los efectos e interacciones. Es importante destacar que para poder visualizar mucho mejor el Diagrama de Pareto se colocaron todas las barras del mismo lado de la gráfica, el signo de cada uno de los efectos aparece al lado del nombre en un paréntesis.

Con los valores de ésta tabla fue posible construir el destacado gráfico, asignándole a cada efecto e interacción su correspondiente porcentaje. En las **figuras 4.2 y 4.3** se muestran los Diagramas de Pareto finales para este diseño experimental full factorial de dos niveles.

Tabla 4.8. Porcentaje del Np Promedio que representa cada efecto

Parámetro/Interacción	Porcentaje de Np Promedio
Ø	42,648
Kabs	3,545
H	74,787
Qiny.W	12,295
Qiny.G	5,062
T.Ciclo	0,575
Ø *Kabs	0,717
Ø*H	12,778
Ø*Qiny.W	4,378
Ø*Qiny.G	0,581
Ø*Ticlo	0,224
Kabs*H	2,397
Kabs*Qiny.W	0,908
Kabs*Qiny.G	1,044
Kabs*T.Ciclo	0,012
H*Qiny.W	9,384
H*Qiny.G	1,125
H*T.Ciclo	0,019
Qiny.W*Qiny.G	1,710
Qiny.W*T.Ciclo	0,846
Qiny.G*T.Ciclo	0,050

Tabla 4.9. Porcentaje del *FR* Promedio que representa cada efecto

Parámetro/Interacción	Porcentaje de <i>FR</i> Promedio
Ø	17,455
Kabs	2,864
H	29,906
Qiny.W	8,705
Qiny.G	5,508
T.Ciclo	0,645
Ø *Kabs	0,179
Ø*H	1,144
Ø*Qiny.W	1,302
Ø*Qiny.G	0,396
Ø*Ticlo	0,180
Kabs*H	0,856
Kabs*Qiny.W	0,974
Kabs*Qiny.G	0,713
Kabs*T.Ciclo	0,108
H*Qiny.W	4,281
H*Qiny.G	1,348
H*T.Ciclo	0,287
Qiny.W*Qiny.G	2,136
Qiny.W*T.Ciclo	1,326
Qiny.G*T.Ciclo	0,193

4.2.3 Análisis de Efectos e Interacciones Destacadas

En esta sección es importante destacar que se decidió realizar los análisis en función de los resultados obtenidos de *FR* más que por *Np*. Esto debido a que la intención de este trabajo es optimizar los parámetros tomando en cuenta la mayor eficiencia en la producción. Si este análisis se realiza tomando en cuenta el *Np* se incurriría en generar los análisis más que en función de la eficiencia del método en la capacidad de producir petróleo sin tomar en cuenta cuánto existe de petróleo original en sitio (POES). Sin embargo, es importante destacar, que al hacer las evaluaciones por *FR* se está tomando en consideración que algunos de los parámetros evaluados afectan directamente a la cantidad inicial de petróleo tal como el caso de espesor y porosidad. Esto puede llevar a pensar que el realizar el análisis por *FR* no resulta equitativo o justo con todos los

casos, es por ello que se planteó hacer los Diagramas de Pareto tanto para Np como para FR . En ellos se puede observar que el espesor y la porosidad son las variables que mayor impacto tienen en el estudio, es decir, que tanto para una evaluación como para la otra el comportamiento es similar, aunado a ello se justifica utilizar el FR como análisis estableciendo que, no siempre se tendrá un mayor FR para cuando la porosidad o el espesor tomen los mayores valores.

Lo explicado anteriormente se fundamenta con los datos de las **tablas 4.10 y 4.11**, en ella se observa que, aunque el espesor o la porosidad son mayores no es limitante total para decir que el FR debe ser mayor siempre, al igual que afirmarlo en caso contrario, es decir, que cuando el espesor y la porosidad son menores el FR debe ser menor.

Tabla 4.10. Tabla comparativa entre los FR's para cuando el espesor toma su mayor y menor valor.

Caso	FR @H =300 ft (%)	Caso	FR @H = 100 ft (%)
23	49,115	10	44,260
55	48,604	12	44,976
7	46,815	42	45,666
21	46,722	44	46,240

Tabla 4.11. Tabla comparativa entre los FR's para cuando la porosidad toma su mayor y menor valor.

Caso	FR @ Ø = 15 % (%)	Caso	FR @ Ø = 8 % (%)
52	52,987	13	37,810
20	52,769	45	38,345
18	51,374	15	40,163
50	51,099	47	40,209

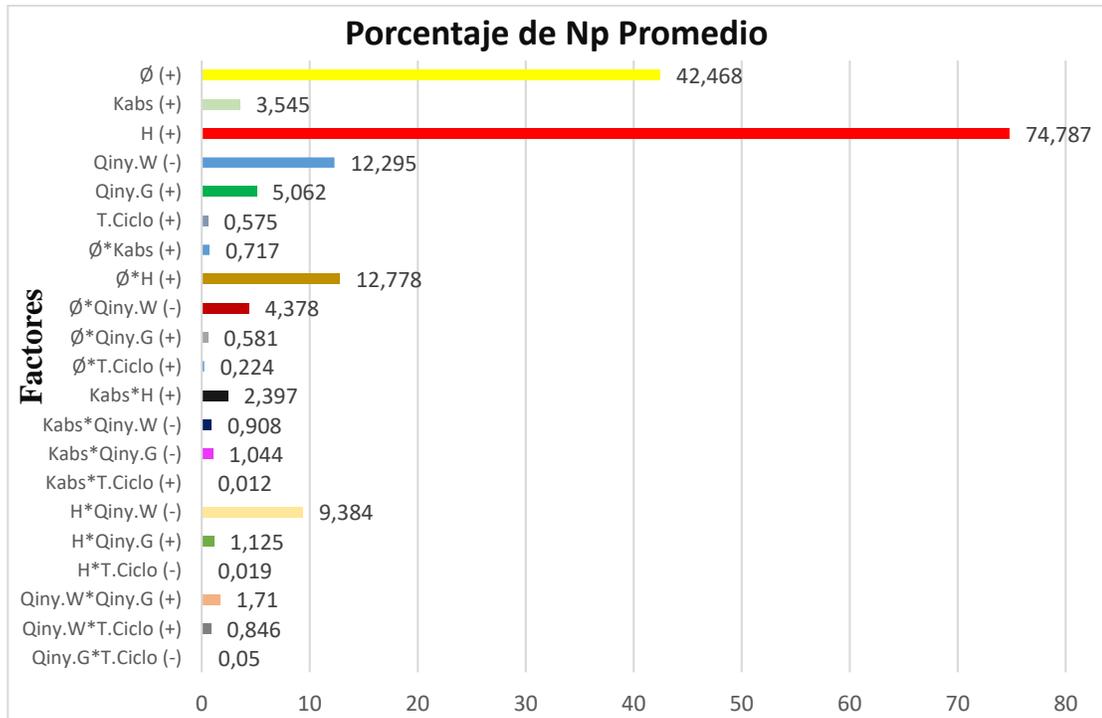


Figura 4.2. Diagrama de Pareto para el Proceso de *Screening* de Np.

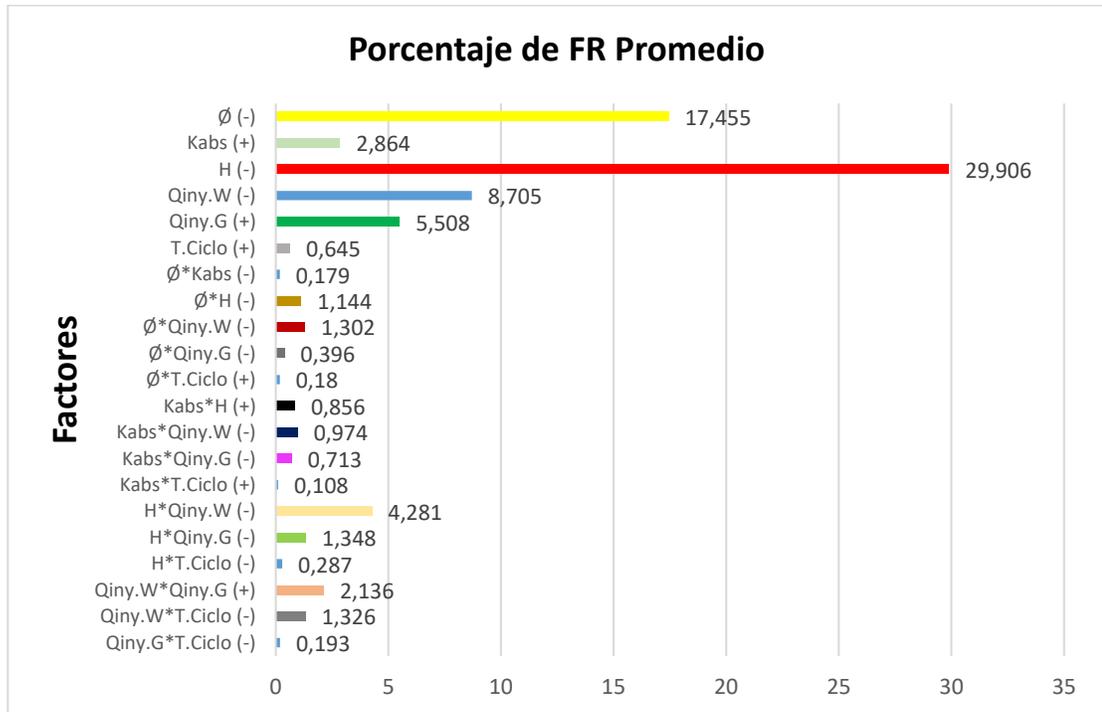


Figura 4.3. Diagrama de Pareto para el Proceso de *Screening* de FR.

Cuando se hacen estudios en los cuales se busca discriminar sobre los resultados cuales parámetros impactan en mayor medida un proceso, para luego enfocar un respectivo análisis, generalmente se toman aquellos que estén por encima de 2%, 5% o de 10% según sea el caso. En otras ocasiones los análisis pueden ser cribados en tanto a las variables estudiadas según métodos estadísticos como análisis de varianza (ANOVA) y estudios de intervalos de confianza basados en distribuciones (Montgomery, 2001). Sin embargo, para esta investigación se optó por discriminar los resultados según aquellas variables que exceden el 2% de impacto sobre el modelo.

A continuación, se analizarán los parámetros e interacciones cuyos efectos exceden el 2% según el Diagrama de Pareto para *FR*.

Espesor de Arena

Visualizando el Diagrama de Pareto, se observa como el espesor de arena es el parámetro de mayor impacto sobre el *FR*. Cuando éste es menor el *FR* es mayor, y cuando el espesor es mayor el *FR* es menor. Esto en gran medida se debe al efecto de las fuerzas gravitacionales, éstas impactan en mayor medida al flujo del fluido inyectado en el yacimiento mientras el espesor sea mayor. Al estar en presencia en una formación con mayor espesor que otra, permitirá que las fuerzas gravitacionales ejerzan una mayor influencia, y van a ocasionar la migración del gas hacia el tope y el desplazamiento del agua hacia el fondo, reduciendo la estabilidad del frente y pudiendo ocasionar problemas de digitación viscosa.

Las **figuras 4.4 y 4.5** muestran una vista IK de los casos 23 y 59 respectivamente, dónde se aprecia el comentado efecto, específicamente en la **figura 4.3** se aprecia como para el caso donde el espesor es mayor, las saturaciones tanto del gas como del agua son mayores hacia el tope y el fondo del yacimiento respectivamente, además se puede

observar como una importante región del yacimiento saturada con petróleo no fue barrida, evidenciado los efectos de las fuerzas gravitacionales y lo inestable del frente de inyección. Por otro lado, la **figura 4.4** evidencia para el caso donde el espesor es menor, una mejor distribución en las saturaciones, así como un frente más estable, lo que ocasionó un mejor barrido y por ende una mayor eficiencia del método de inyección WAG.

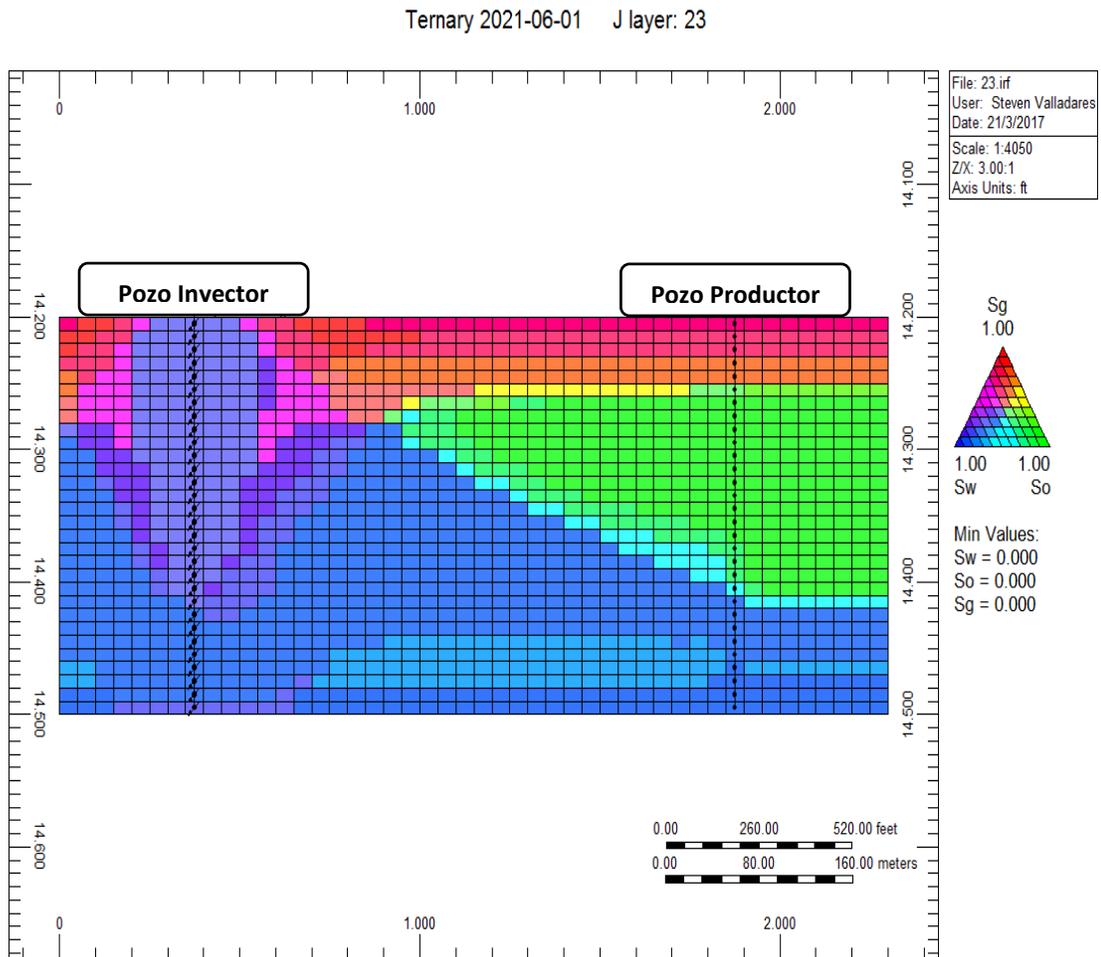


Figura 4.4. Perfil IK de Saturaciones trifásicas del yacimiento, caso de estudio con espesor de 300 pies.

Ternary 2021-06-01 J layer: 23

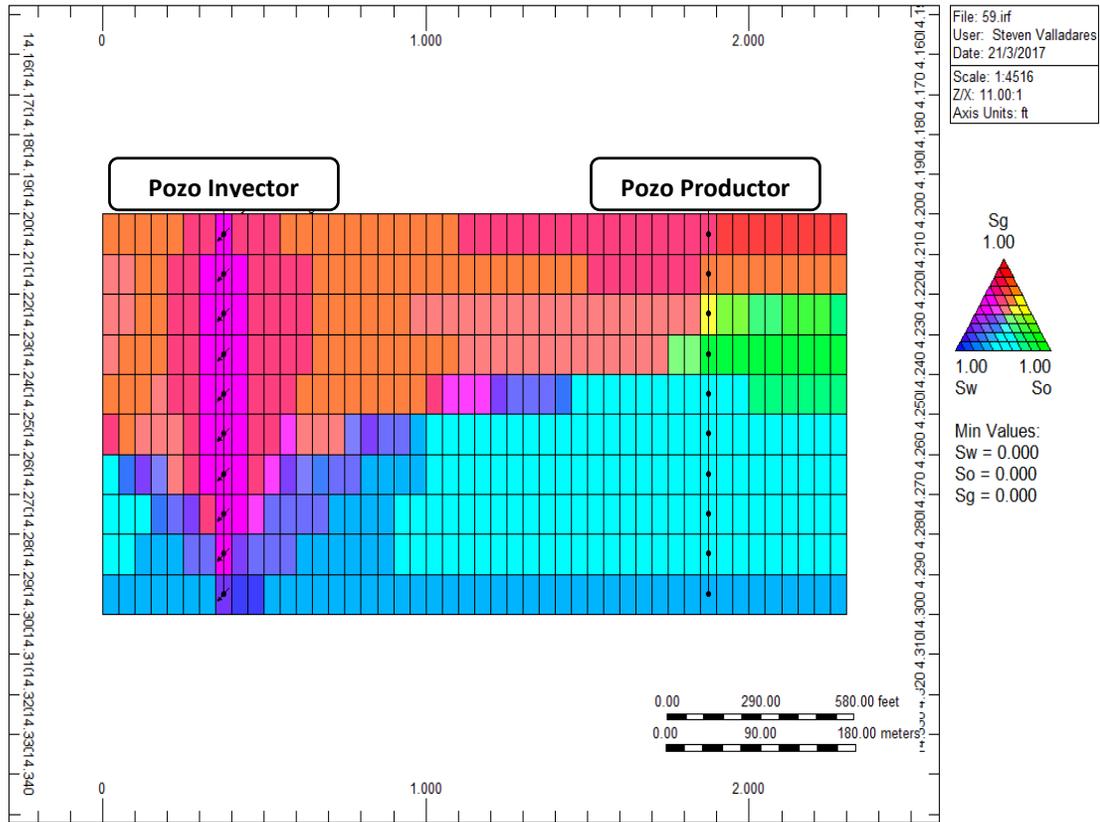


Figura 4.5. Perfil IK de Saturaciones trifásicas del yacimiento, caso de estudio con espesor de 100 pies.

Porosidad

El impacto negativo que tiene el aumento de la porosidad sobre el factor de recobro tiene una explicación que necesita recordar algunos de los datos de entrada del caso base, éstos enfatizan la preferencia que tiene la roca a ser mojado por petróleo, es decir, que la cantidad de petróleo no movible aumenta cuando la porosidad aumenta. Cabe destacar, que esto se debe a que las fuerzas capilares hacen que la fase mojanante se encuentre cercana a las paredes de la roca, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños.

Entonces, la existencia de esta realidad lleva a pensar que la disminución del factor de recobro guarda relación con el aumento de petróleo no movible y ésta a su vez con el aumento de la porosidad. Consecuentemente, esto crea la siguiente interrogante: ¿Cómo demostrar dicha hipótesis? Con este fin, se intentó relacionar el crecimiento de la fase mojante y el crecimiento del petróleo producido basado en que, si existe un mayor crecimiento en promedio de petróleo no movible que el crecimiento promedio del petróleo producido, entonces se demostraría que efectivamente al aumentar la cantidad de petróleo no movible disminuye la capacidad del yacimiento por vaciar con la misma eficiencia su volumen de petróleo.

Por otro lado, se podría generar la siguiente pregunta: ¿Por qué hacer una relación con respecto al Np si el impacto analizado se hizo con las respuestas de FR ? La respuesta sería que, si bien es cierto que el efecto de la porosidad viene de las respuestas de FR es importante recordar que la demostración que se planteó supone intrínsecamente la existencia del FR , ya que, el mayor volumen no recuperable de petróleo introduce la discusión de que tan eficiente es el vaciamiento de petróleo para cuando aumenta o disminuye la porosidad.

Con la idea de tener un número que cuantificará de manera exacta la relación del petróleo no movible y el Np cuando toman los valores de 8% y 15%, se estableció colocar los valores de petróleo no movible ($P.nm$) y Np para cuando toma el valor de 8% entre sus respectivos valores cuando tomaba el valor de 15%, esto se muestra en las **ecuaciones de 4.5 y 4.6.**

$$Rel. P.nm = \frac{P.nm \text{ con } \emptyset = 15\%}{P.nm \text{ con } \emptyset = 8\%} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$Rel. Np = \frac{Np \text{ con } \emptyset = 15\%}{Np \text{ con } \emptyset = 8\%} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Los resultados son mostrados en la **tabla 4.12**.

Tabla 4.12. Relación del POES y el N_p con respecto a los cambios de la porosidad.

<i>Rel. $P.nm$</i>	<i>Rel. N_p</i>
1,875	1,542

Los resultados muestran la validez de la hipótesis planteada anteriormente. Existe un mayor crecimiento en promedio de $P.nm$ que de N_p .

Tasa de Inyección de Agua

Cuando se toman en cuenta los beneficios de la inyección de agua se puede pensar que, a mayor tasa habría mayor eficiencia en un proceso de extracción de petróleo, sin embargo, los resultados de este trabajo desmienten tal afirmación en su plena extensión. Para comprender esto se debe recordar que en un yacimiento de hidrocarburos varias fases se desplazan en un mismo medio, por ende, los efectos que puede tener el aumento de la velocidad de uno de los fluidos no necesariamente afectará en las mismas consecuencias el movimiento de los demás fluidos presentes en el mismo medio. Esto por las diferencias en las densidades de los fluidos.

Entonces, ¿cuál sería la explicación a por que el aumentar la tasa de inyección de agua tiene un efecto negativo sobre la eficiencia en la recuperación de petróleo? Para esto, se puede considerar como el agua de mar mantiene una línea de costa más o menos uniforme para una marea tranquila, dicha línea de costa está controlada por el constante golpe del mar sobre la arena, ahora imagínese como se distorsiona esta línea cuando el mar crece de manera rápida y no controlada, observará como dicha línea tiene zonas de mayor entrada hacia la zona terrestre, debido a la mayor fuerza que ejerció el mar

sobre ella. De manera similar y recordando las diferencias innegables del medio y los actores, en un yacimiento sucede lo mismo. Al ingresar una masa de agua que no existía, el equilibrio del yacimiento es perturbado, se ingresa una energía con la finalidad de generar una especie de efecto pistón sobre el empuje del petróleo, sin embargo, este efecto pistón es ideal, debido a las diferencias en las densidades ya comentadas. Por tanto, la energía ingresada puede ocasionar efectos de desplazamiento entre los fluidos porque cada fluido tendrá una velocidad diferente. Tomando en cuenta estos principios, se puede imaginar que el efecto negativo en el aumento de la tasa de inyección de agua se debe a que la mayor velocidad de entrada del agua en el medio, deja o relega mayores volúmenes de petróleo dentro del yacimiento.

La **figura 4.6** ilustra lo comentado anteriormente, se observa como el efecto de la inyección repentina de un fluido a un medio que se encontraba estable ocasiona una perturbación, dicha perturbación genera un efecto de empuje continuado producto de la constante inyección del fluido foráneo al medio. Se destaca en la imagen como el efecto del fluido inyectado ocasiona que el fluido presente se quede relegado producto la diferencia en las velocidades.

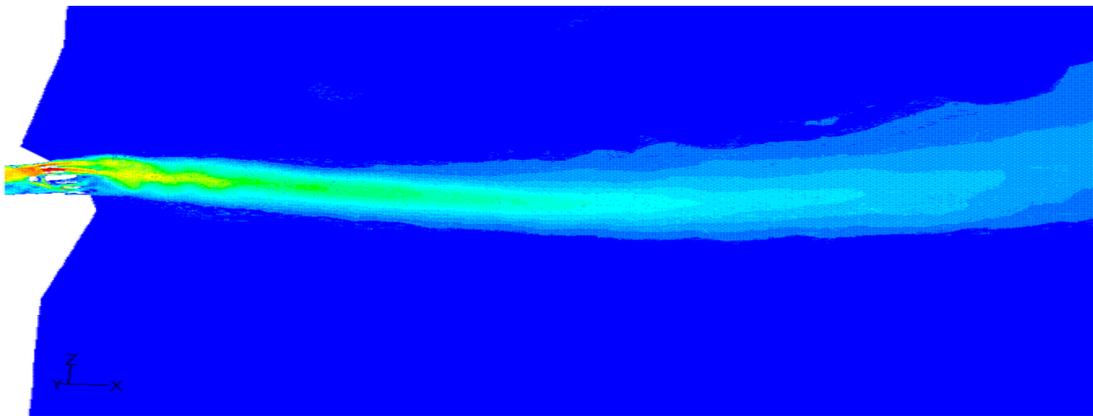


Figura 4.6. Ejemplo del efecto de la inyección de un fluido a un medio en previo reposo.

Tomando en cuenta estos principios, se puede imaginar que el efecto negativo en el aumento de la tasa de inyección de agua se debe a que la mayor velocidad de entrada del agua en el medio, deja mayores volúmenes de petróleo dentro del yacimiento.

De esta manera, se debe observar que el agua llegue al pozo productor con mayor velocidad, y luego se mantenga en mayor proporción para el caso de mayor volumen inyectado contra el de menor. A su vez, la producción de petróleo debe verse disminuida debido al efecto de competencia de los fluidos tanto en el medio poroso como en el pozo.

En la **figura 4.7** se ilustra lo mencionado. Se comparó el caso 4 contra el caso 12, con tasas de inyección de agua de 2520000 bbl/día y 5040000 bbl/día respectivamente. En ellos se mantuvieron las mismas características del medio. Las curvas de color rojo y magenta representan el comportamiento para el caso 4 mientras los colores azul y cian representan el comportamiento del caso 12. Las curvas constantes representan las tasas de producción de petróleo, mientras que las punteadas las tasas de producción de agua.

Por otro lado, es importante ilustrar el efecto producido dentro del yacimiento, con el fin de poder observar que definitivamente, la mayor velocidad de entrada del volumen desplazado relega fracciones producibles de petróleo.

Las **figuras 4.8 y 4.9** muestran la distribución en el perfil saturación de petróleo luego de los 20 años de producción, se puede constatar como para el caso 4 ($Q_{iny.W} = 2520000$ bbl/día) hubo un mejor barrido con respecto al caso 12 ($Q_{iny.W} = 5040000$ bbl/día). Es evidenciable como mayores saturaciones de petróleo quedaron dentro del yacimiento, pudiendo constatar lo explicado anteriormente.

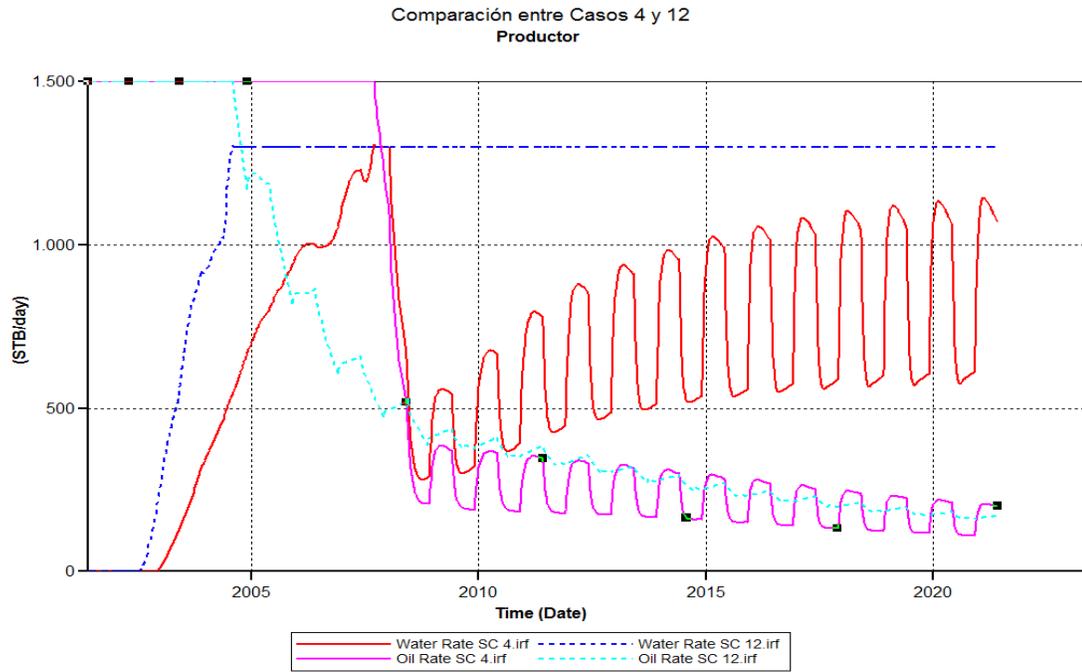


Figura 4.7. Efecto de la tasa de inyección de agua sobre la tasa de producción de petróleo y agua, Casos 9 y 25.

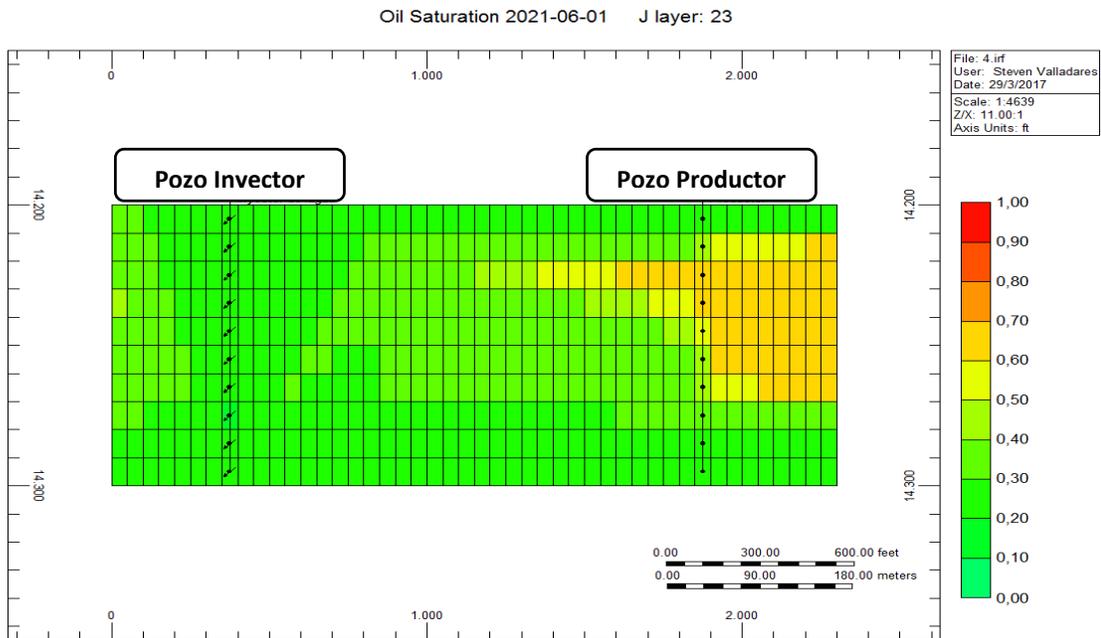


Figura 4.8. Perfil de saturación de petróleo para los 20 años de producción, Caso 4.

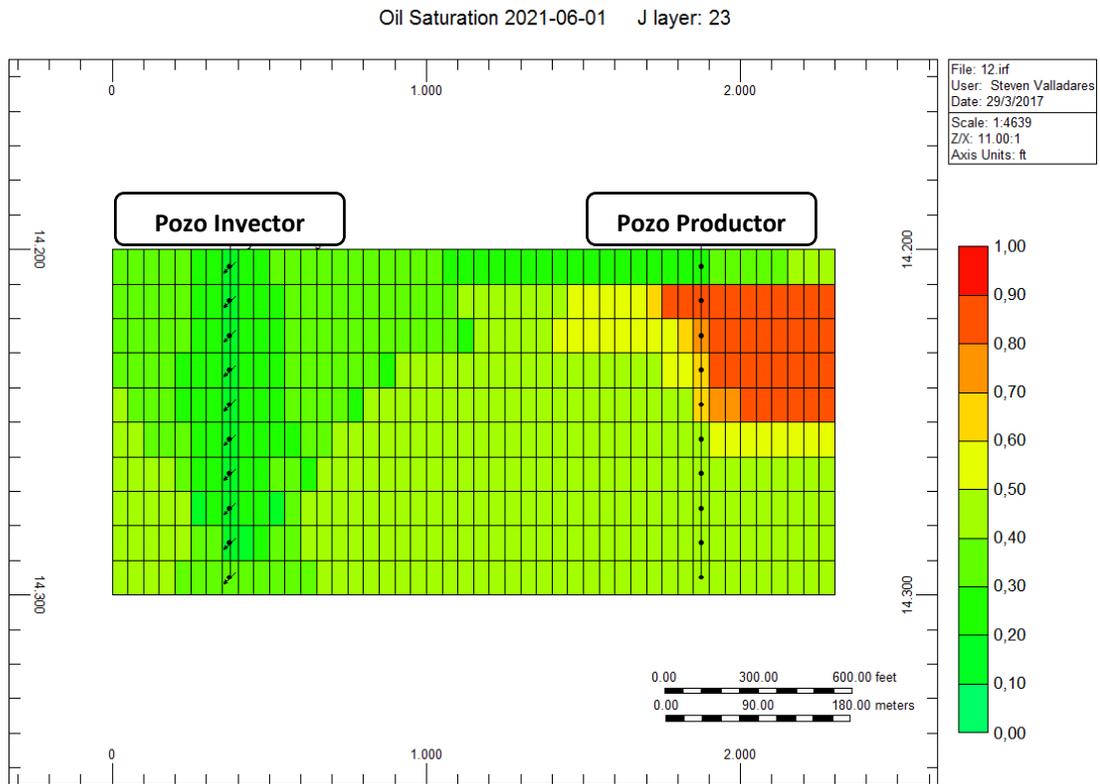


Figura 4.9. Perfil de saturación de petróleo para los 20 años de producción, Caso 12.

Tasa de Inyección de Gas

A nivel teórico (Paris De Ferrer, 2001), los mecanismos de desplazamiento que pueden aumentar la capacidad de un yacimiento para producir petróleo por parte del efecto de la inyección de gas son:

- Reducción de la viscosidad en el crudo.
- Aumento de la energía del yacimiento.
- Eliminación de depósitos sólidos.
- Vaporización.

De estos factores la que surge como única posible causante del efecto de la tasa de inyección de gas en el aumento del factor de recobro, es el aumento de la energía del yacimiento, ya que, hay que recordar que los resultados obtenidos para este trabajo provienen de un modelo de simulación de petróleo negro, es decir, un modelo que no considera los efectos de miscibilidad ni los niveles de riqueza en el gas. Entonces, recordado el alcance de los fenómenos representados en el modelo de simulación son descartados los otros efectos posibles.

Para poder demostrar que comentado principio es el responsable del efecto positivo que tiene el aumento de la tasa de inyección de gas en el factor de recobro, fue necesario indagar en el comportamiento de la presión que generaba el gas bajo el aumento o disminución de la tasa de inyección. Por lo tanto, se decidió comparar los casos 44 y 60, dónde en ambos la única diferencia fue la tasa de inyección de gas, 2520000 scf/d y 5040000 scf/d respectivamente.

Las **figuras 4.10 y 4.11** ilustran el efecto del potencial de gas (presión generada en el yacimiento solo por influencia del gas) en el modelo, en ellas se observa como la magnitud de la presión cambia para las diferentes tasas de gas comentadas. Es importante destacar que la variable Gas Potential expresa el producto entre el cambio en el tiempo de la saturación de gas y la presión.

Aunado a ello, se puede apreciar en la **figura 4.12** como el impacto en la producción y el factor de recobro por parte de las dos mencionadas tasas de gas. La comparación se hizo para los casos 9 y 25. Las líneas continuas representan al caso 9 y las punteadas al caso 25. La única diferencia entre los casos fue la magnitud de la inyección de gas, 2520000 scf/d y 5040000 scf/d respectivamente

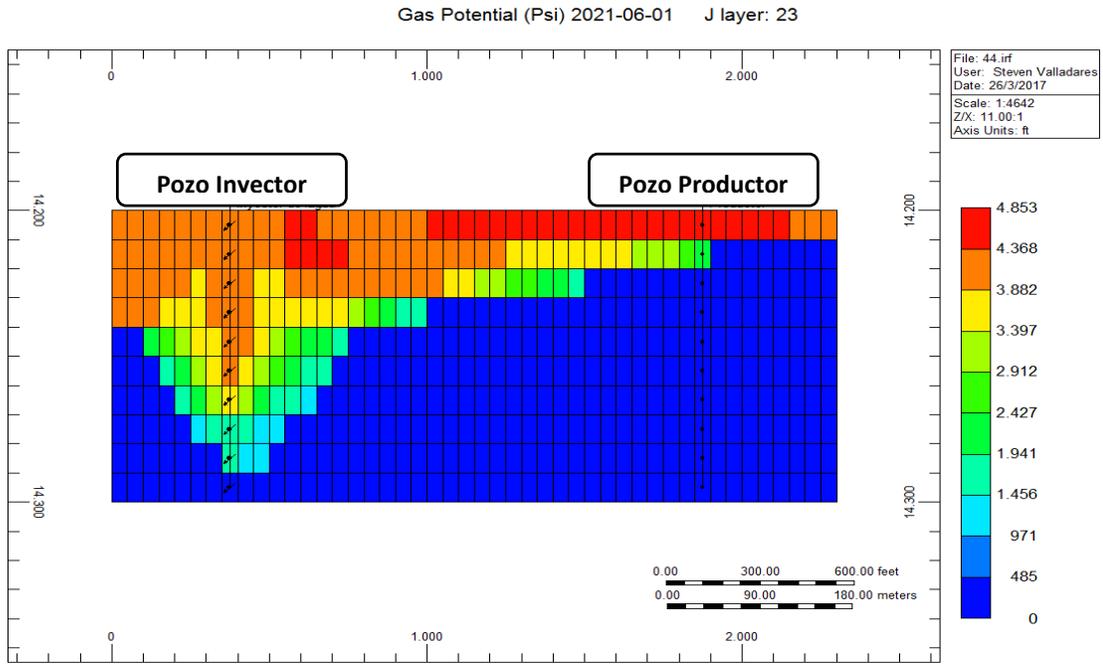


Figura 4.10. Efecto de la inyección de gas en la presión aportada al yacimiento, Caso 44.

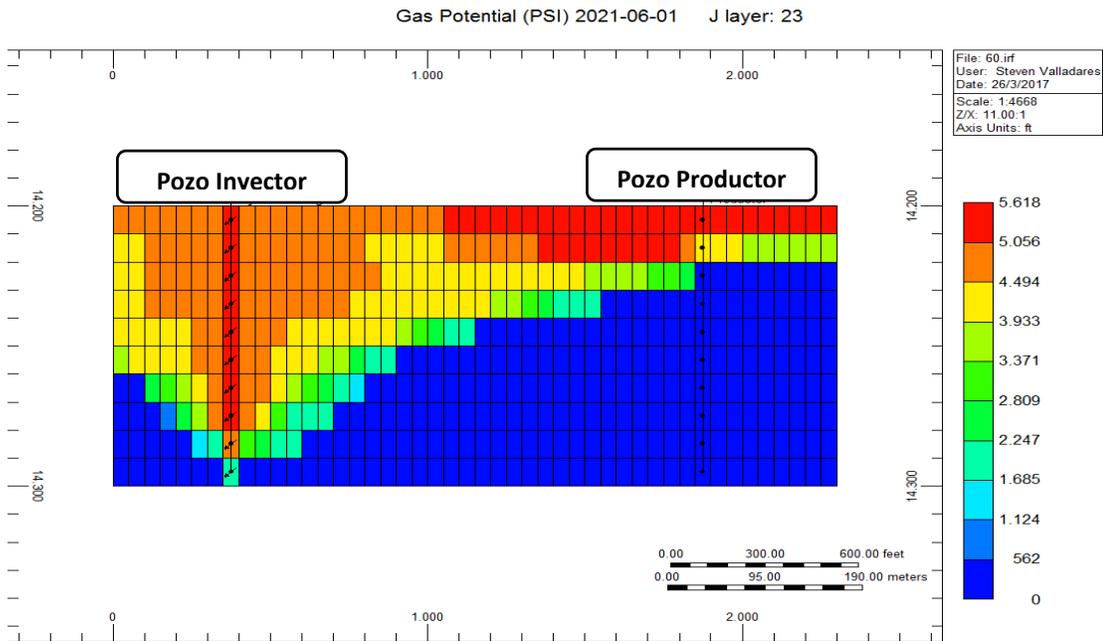


Figura 4.11. Efecto de la inyección de gas en la presión aportada al yacimiento, Caso 60.

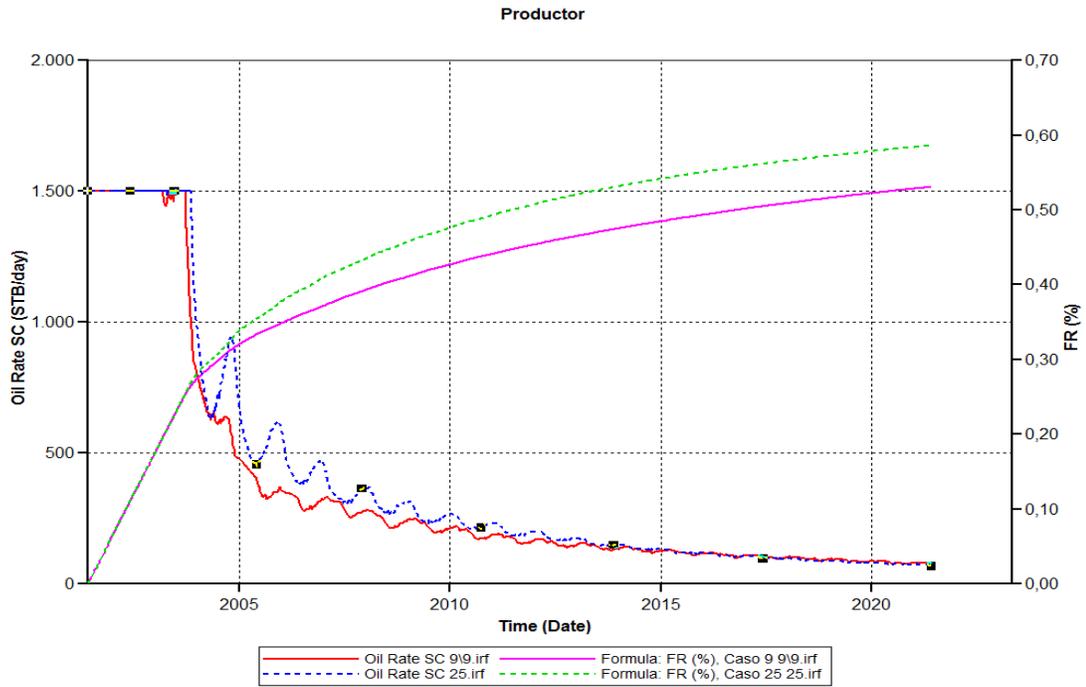


Figura 4.12. Efecto de la tasa de inyección de gas sobre la tasa de producción y el N_p , Casos 9 y 25.

Permeabilidad

La relación que tuvo la permeabilidad sobre el FR fue la esperada. Al aumentar la permeabilidad aumenta la capacidad de la roca por permitir el flujo a través de sus poros interconectados, es decir, que el fluido podrá migrar desde el yacimiento en mayor volumen para el mismo espacio de tiempo.

Se puede pensar que esta variable tiene una influencia limitada, debido a que el pozo productor fue controlado por tasa de producción de petróleo, sin embargo, es importante recordar que los fundamentos de establecimiento del caso base fueron pensados para limitar al plateau de producción permitiendo que éste decayera para

todos los casos después de un cierto tiempo, es decir, dicho margen no se mantiene durante los 20 años de simulación establecidos en este proyecto para ninguno de los casos. Para mostrar el mencionado comportamiento, se trazaron a manera de comparación las tasas de producción de los casos 5 y 7. Ambos casos poseen las mismas condiciones de simulación exceptuando el valor de la permeabilidad de la roca, 60 mD para el caso 5 y 1200 mD para el caso 7. Las tasas de producción son ilustradas en la **figura 4.13**, en ella se aprecia como la existencia del control en la producción de petróleo establece una igualdad para ambos casos hasta más o menos la mitad del tiempo de simulación, sin embargo, se aprecia para el vaciamiento del caso 5, como la tasa decae antes que lo hace el caso 7 y luego esta misma queda relegada en magnitud con respecto al caso 7, a su vez se observa como el *FR* para el caso 7 aumenta con respecto al caso 5 luego del plateau de producción, destacando con ello el efecto de la permeabilidad de la roca en el factor de recobro.

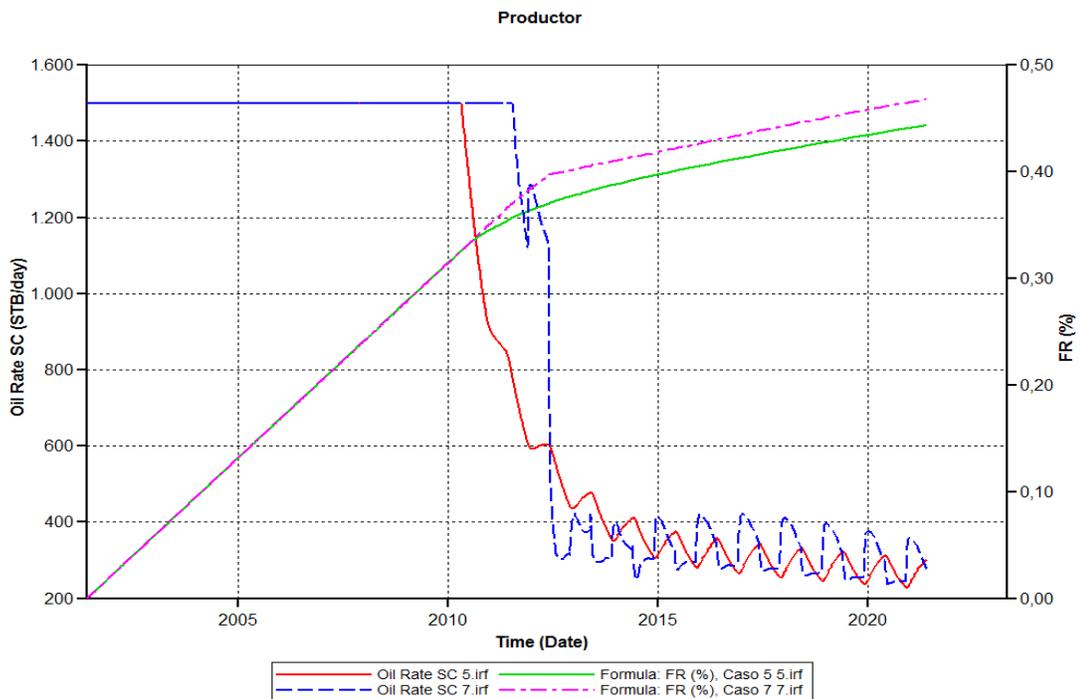


Figura 4.13. Efecto de la permeabilidad en la tasa de producción de petróleo, Casos 5 y 7.

Interacción Espesor - Tasa de Inyección de Agua

La interacción del espesor con la tasa de inyección de agua resultó ser la que mayor influencia generó en los resultados, generó incluso un mayor impacto que la presencia de variables individuales como la permeabilidad. El efecto de esta interacción es negativo, es decir, que el *FR* de recobro se verá disminuido cuando el espesor tome su menor valor y la tasa de inyección de agua su mayor valor, así como, cuando el espesor tome su mayor valor y la tasa de inyección de agua su menor.

Este resultado tiene una base previamente explicada, las condiciones del espesor están controladas por las fuerzas gravitacionales, así como las de la tasa de inyección por la diferencia en las movilidades del flujo de fluidos en el yacimiento. Sin embargo, como se relacionan estas dos condiciones es la tarea a explicar. Para esto, primero se analizó la relación espesor mayor y tasa de inyección de agua menor, se tomó en cuenta la forma en que los efectos gravitacionales previamente explicados influyen en la distribución del fluido inyectado. Éste tendrá un mejor barrido si la velocidad de entrada es menor, ya que, aunque ciertamente los efectos podrán realizar un reajuste por densidades más eficiente por el factor tiempo, el efecto de la velocidad de entrada relegará mayores volúmenes recuperables de petróleo dentro del yacimiento a medida que el fluido inyectado invade el espacio poroso.

El comentado efecto puede visualizarse en las **figuras 4.14 y 4.15**. Las figuras representan los casos 5 y 13 respectivamente. Ambos casos tienen las mismas condiciones excepto el valor de la tasa de inyección de agua, 2000 bbl/día y 4000 bbl/día para los casos 5 y 13 respectivamente. Nótese como el efecto de las fuerzas gravitacionales sobre el desplazamiento del petróleo hace que los mayores volúmenes

sin recuperar de petróleo se encuentren hacia el tope del yacimiento para ambos casos, nótese también como al aumentar la tasa de inyección de agua el desplazamiento del fluido inyectado relega mayores volúmenes de petróleo por el efecto debido a la mayor movilidad del agua.

Por otro lado, al tomar en cuenta ahora la relación cuando el espesor toma el menor valor y la tasa de inyección de agua su mayor valor, el efecto de las fuerzas gravitacionales será menor y menos dramático que cuando éste toma su mayor valor lo que permitiría que el efecto de desplazamiento del agua sobre el petróleo tenga una mejor distribución a la hora de empujarlo. Esto ocasiona que la tasa de inyección de agua pueda tomar su mayor valor sin agudizarse el efecto de reacomodo por densidad hacia el fondo del yacimiento.

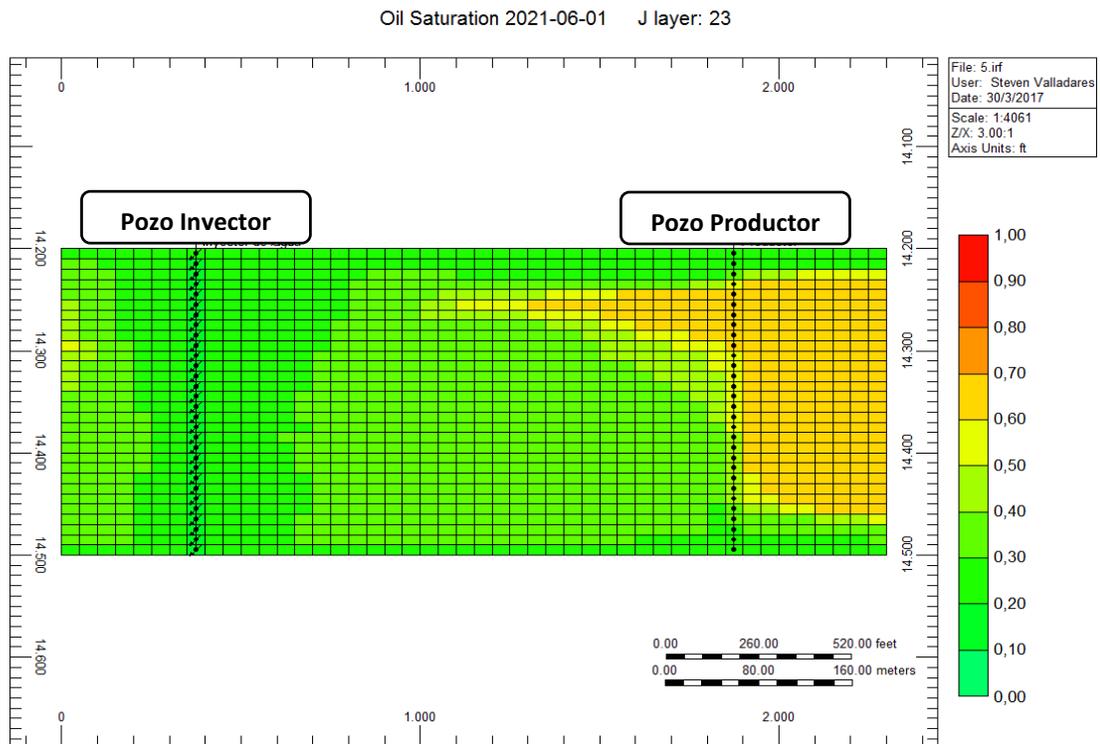


Figura 4.14. Perfil de saturación de petróleo para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, Caso 5.

Las **figuras 4.16 y 4.17** muestran el perfil de saturación de agua luego de los 20 años de simulación para los casos 1 y 9. En ambos casos se tienen las mismas condiciones de modelo excepto las tasas de 2000 bbl/día y 4000 bbl/día para los casos 1 y 9 respectivamente. En ellas se puede observar como para el caso 9 hay una mayor zona alcanzada por el agua, generando una mayor capacidad de arrastre o empuje sobre el petróleo en comparación al caso 1. De esta manera se evidencia el mayor efecto en la combinación del menor espesor con la mayor tasa de inyección de agua.

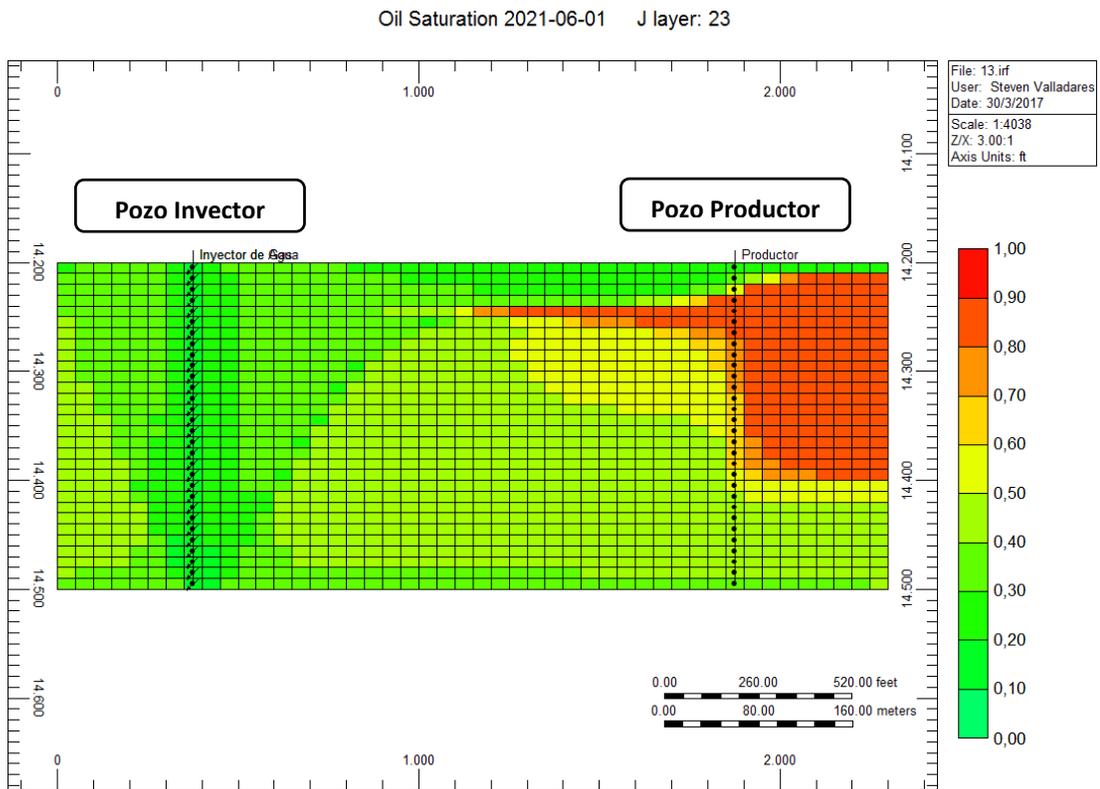


Figura 4.15. Perfil de saturación de petróleo para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, Caso 13.

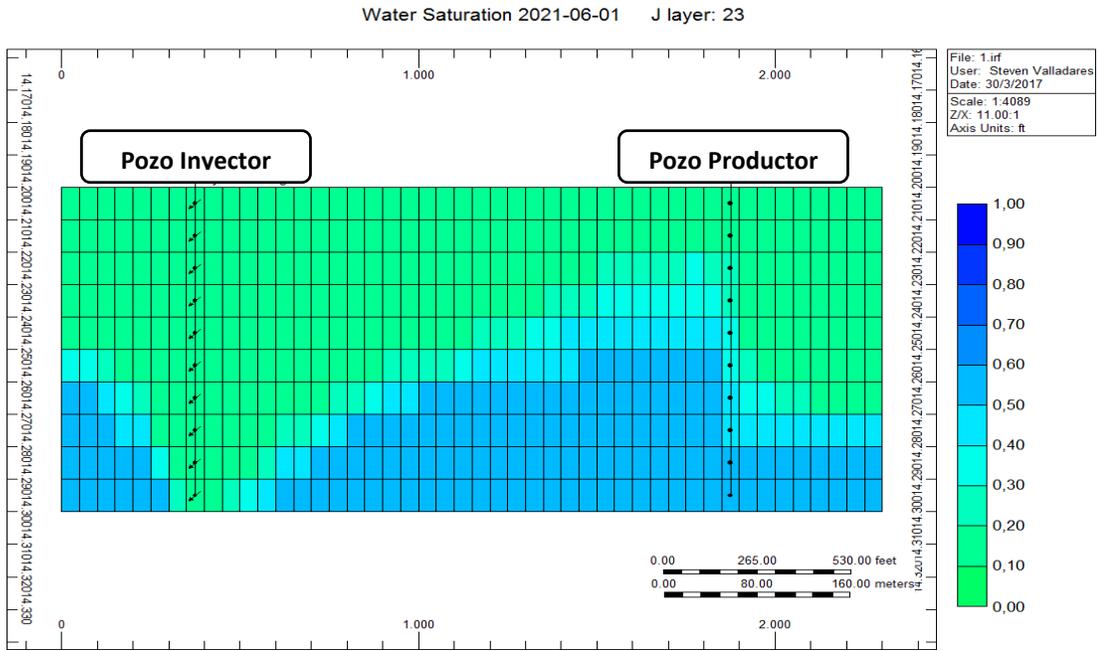


Figura 4.16. Perfil de saturación de agua para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, Caso 1.

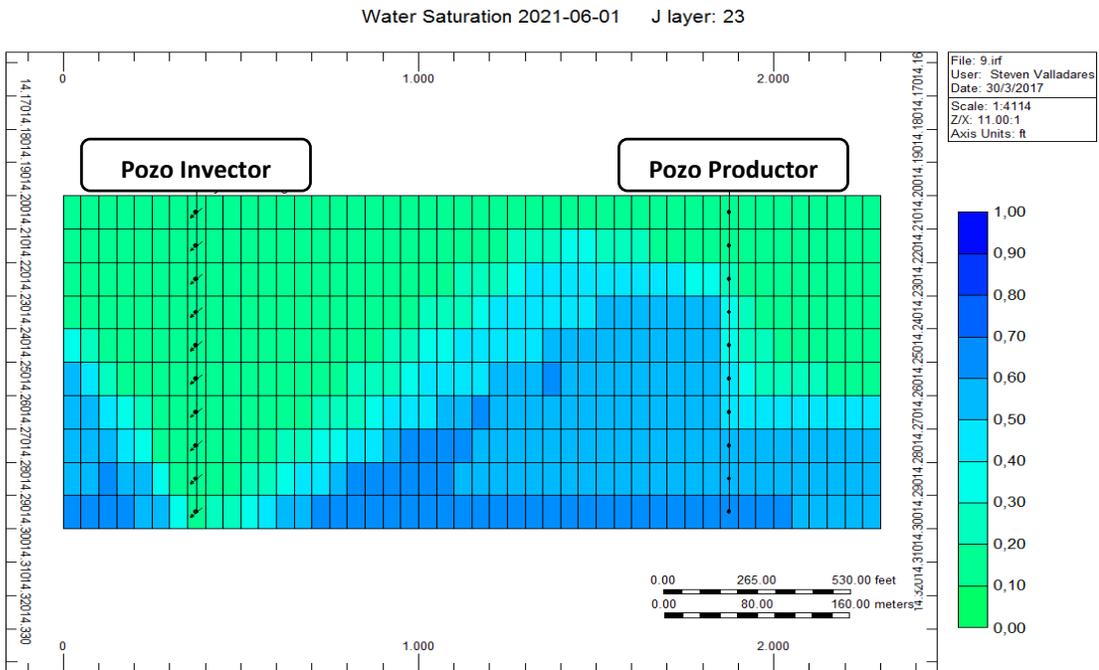


Figura 4.17. Perfil de saturación de agua para la interacción espesor-tasa de inyección de agua, Caso 9.

Interacción Tasa de Inyección de Agua - Tasa de Inyección de Gas

Para el análisis de esta interacción es importante recordar cómo fue calculado su efecto, ya que, aunque la respuesta de esta interacción es positiva, el efecto de la variable de la Qiny.W por sí sola fue negativa mientras la Qiny.G fue positiva. Esta realidad causó interés adicional debido a los diferentes efectos de sus variables individuales. Por ello, fue importante observar como todas las combinaciones de estas dos variables afectaban los resultados, para visualizar de mejor manera su interacción.

A continuación, se aprecia la **tabla 4.13**, en ella se observa las 4 posibles combinaciones y su efecto en el *FR*.

Tabla 4.13. Efectos de todas las combinaciones entre Qiny.W y Qiny.G.

Combinación	Efecto Promedio (%)
Qiny.W (+)*Qiny.G (+)	46,023
Qiny.W (-)*Qiny.G (-)	47,502
Qiny.W (+)*Qiny.G (-)	42,486
Qiny.W (-)*Qiny.G (+)	49,062

Es importante destacar que, aunque la interacción entre las variables fue positiva el mayor efecto se observa cuando Qiny.W toma su menor valor y la Qiny.G toma su mayor valor, así como el menor efecto se observa cuando la Qiny.W toma su mayor valor y la Qiny.G toma su menor valor, esto evidencia que los efectos individuales de las variables controlan la interacción a final de cuentas. Sin embargo, que la interacción entre ellas sea positiva, es debido a que la sustracción entre las dos primeras combinaciones de la tabla es menor que la aminoración de las última dos.

Finalmente, la **tabla 4.13** permite observar lo importante de tomar en cuenta la estabilidad de la relación de las tasas inyectadas en los efectos sobre el proceso WAG.

4.3 Generación de la Superficie de Respuesta

Siguiendo la metodología explicada en la sección 3.4, se generará una superficie de respuesta cuadrática. Ésta será utilizada para ajustar un conjunto de 20 simulaciones aleatorias con el fin obtener el error de la ecuación y poder en función de él discriminar sobre su validez.

Las simulaciones adicionales fueron generadas mediante la función *ALEATORIO.ENTERO* de *EXCEL* que proporcionaba valores aleatorios de cada parámetro dentro de los rangos preestablecidos al inicio de este trabajo. Las simulaciones adicionales son mostradas en la **tabla 4.14**.

4.3.1 Desarrollo de la Ecuación Cuadrática

Luego de haber ampliado el diseño de *screening* con un experimento full factorial de 3 niveles se obtuvieron todas las interacciones entre las 4 variables de mayor impacto: H, Ø, Qiny.W y Qiny.G. A continuación, en la **tabla 4.15** se pueden observar los resultados de las 81 simulaciones del segundo diseño realizado.

La **ecuación 4.7** muestra una superficie con 12 coeficientes, estos provienen de las 4 variables de mayor impacto utilizadas en el diseño experimental dos. De las variables estudiadas surgieron 8 de los coeficientes, 4 cuadráticos y 4 lineales, adicionalmente 4 variables provenientes de las 3 interacciones más destacadas entre las variables y un término independiente.

Tabla 4.14. Simulaciones adicionales utilizadas para el cálculo del error.

Caso	H (pies)	Ø (%)	K (mD)	Qiny.W (bbl/d)	Qiny.G (scf/d)	T.Ciclo (meses)
1	190	14	1168	2854	2580877	10
2	210	15	1055	2717	3959547	6
3	130	11	83	3471	3904210	12
4	110	14	247	3999	3644109	10
5	140	12	1199	2028	4437130	12
6	280	13	906	2514	4104360	8
7	250	10	1096	2414	2993486	10
8	100	10	152	2743	4569396	4
9	290	13	1062	2589	3886483	12
10	260	14	361	3010	4648111	6
11	120	8	785	3822	3452873	4
12	200	9	299	3094	4336704	12
13	160	12	403	3943	4177800	6
14	200	14	579	2048	2907047	4
15	180	8	1062	3345	3713518	12
16	150	14	399	3526	4188461	10
17	210	15	929	3020	4534717	8
18	230	13	461	2916	2869047	10
19	130	10	116	2116	4496391	12
20	100	8	1127	2901	4260025	8

$$\begin{aligned}
 FR@20años = & 8,6296x10^{-7}H^2 - 4,8160x10^{-4}H + 4,2504x10^{-4}\emptyset^2 - 0,0135\emptyset \\
 & - 2,2815x10^{-8}Qiny.W^2 + 1,5364x10^{-4}Qiny.W \\
 & + 3,2922x10^{-16}Qiny.G^2 + 5,8005x10^{-9}Qiny.G - 1,9895x10^{-5}H \times \emptyset \\
 & - 1,0222x10^{-7}H \times Qiny.W - 1,3656x10^{-6}\emptyset \times Qiny.W + 0,5084
 \end{aligned}$$

(Ec. 4.7)

Tabla 4.15. Respuestas del diseño full factorial de 3 niveles.

Caso	FR										
1	0,565	15	0,409	29	0,519	43	0,522	57	0,478	71	0,455
2	0,508	16	0,517	30	0,467	44	0,445	58	0,548	72	0,363
3	0,460	17	0,441	31	0,538	45	0,360	59	0,476	73	0,599
4	0,527	18	0,359	32	0,465	46	0,582	60	0,423	74	0,495
5	0,456	19	0,556	33	0,414	47	0,479	61	0,527	75	0,430
6	0,409	20	0,457	34	0,517	48	0,415	62	0,448	76	0,543
7	0,503	21	0,403	35	0,435	49	0,519	63	0,389	77	0,429
8	0,428	22	0,490	36	0,387	50	0,418	64	0,594	78	0,370
9	0,385	23	0,403	37	0,577	51	0,357	65	0,532	79	0,507
10	0,562	24	0,351	38	0,525	52	0,483	66	0,488	80	0,397
11	0,521	25	0,456	39	0,479	53	0,389	67	0,544	81	0,335
12	0,474	26	0,376	40	0,537	54	0,327	68	0,488		
13	0,536	27	0,322	41	0,479	55	0,575	69	0,414		
14	0,472	28	0,569	42	0,410	56	0,532	70	0,531		

Esta superficie de respuesta ajustó los puntos correspondientes al diseño experimental dos con un error igual al 1,55% mientras que las simulaciones aleatorias generaron un error de 2.31%. Errores bastante aceptables para tomar la ecuación que modela la superficie como representativa de las respuestas proveniente de la simulación. Esta magnitud se tomará como la superficie de respuesta definitiva para emplearla de base para el proceso de optimización. Los valores correspondientes al cálculo de error con respecto a los puntos del diseño experimental dos y de las simulaciones aleatorias se encuentran en las **tablas B.1 y B.2** respectivamente.

4.4 Optimización de la Superficie de Respuesta

Luego de generada la ecuación que modelaba el comportamiento de la superficie de respuesta el siguiente paso a realizar era buscar la combinación de parámetros dentro de los rangos establecidos al principio de éste capítulo que dieran como resultado la maximización del factor de recobro, es decir, la optimización de la superficie de

respuesta. En breve serán explicados los pasos cometidos que llevaron a la optimización de la superficie de respuesta para finalmente mostrar la combinación de parámetros que dio como resultado el factor de recobro óptimo.

4.4.1 Optimización con Derivadas Parciales

Una derivada parcial puede ser definida como la tasa de cambio de una determinada variable con respecto a la función en la cual está inmersa. Cuando es realizada una derivada ordinaria ésta genera una recta tangente a la curva en un punto determinado, de manera similar, una derivada parcial genera un plano tangente a una superficie en un punto determinado. Cuando el resultado proveniente de la derivada se iguala a cero, se puede afirmar que el resultado obtenido es un mínimo o un máximo de la curva o superficie en cuestión.

El principal problema del uso de las derivadas parciales para la optimización es la posibilidad de encontrar un mínimo cuando se busca un máximo y viceversa o encontrar un máximo local que no represente el verdadero máximo dentro de toda la superficie estudiada. De manera general, los pasos que se siguen para optimizar una función de forma algebraica es derivar parcialmente cada una de las variables, igualar la expresión obtenida a cero y resolver el sistema de ecuaciones resultante. Finalmente, es necesario recordar que una vez obtenido el resultado algebraico éste debe comprobarse que realmente es un máximo y no un mínimo realizando la gráfica respectiva a la ecuación derivada. (Manfre, 2009)

Tasa de Inyección de Gas

En la **ecuación 4.8** se puede observar la derivada parcial del término de la tasa de inyección de gas ($Q_{iny.G}$) con respecto al factor de recobro (FR).

$$\frac{\partial FR}{\partial Q_{iny.G}} = 5,8005 \times 10^{-9} + 2 \times 3,2922 \times 10^{-16} Q_{iny.G} = 0 \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$Q_{iny.G} = -8,8095 \times 10^6$$

Al igualar la derivada a cero se obtuvo el valor de $-8,8095 \times 10^6$. Sin embargo, éste no representa un valor físicamente real. Por otro lado, el resultado parece ser el mínimo de la función $y = 5,8005 \times 10^{-9} X + 3,2922 \times 10^{-16} X^2$, la cual es la representación de solo la tasa de inyección de gas en la **ecuación 4.7**. Es preciso recordar que, la tasa de inyección de gas no tiene interacción con otras variables, por lo tanto, es posible estimar un valor de y que represente el máximo aporte de la $Q_{iny.G}$ sobre el FR .

En la **figura 4.18** se puede visualizar la gráfica de y (FR) versus X ($Q_{iny.G}$). En ella se afirma que el valor obtenido a través de la solución a la derivada parcial es realmente el mínimo de la función, además se evidencia por el comportamiento típico de una función cuadrática, que el crecimiento de la función continuará a la derecha de la imagen. Para los fines de este proyecto será tomado el valor 5040000 scf/d como la tasa de inyección de gas que maximiza al factor de recobro, por ser el que mayor FR aporta para los límites previamente establecidos en este trabajo.

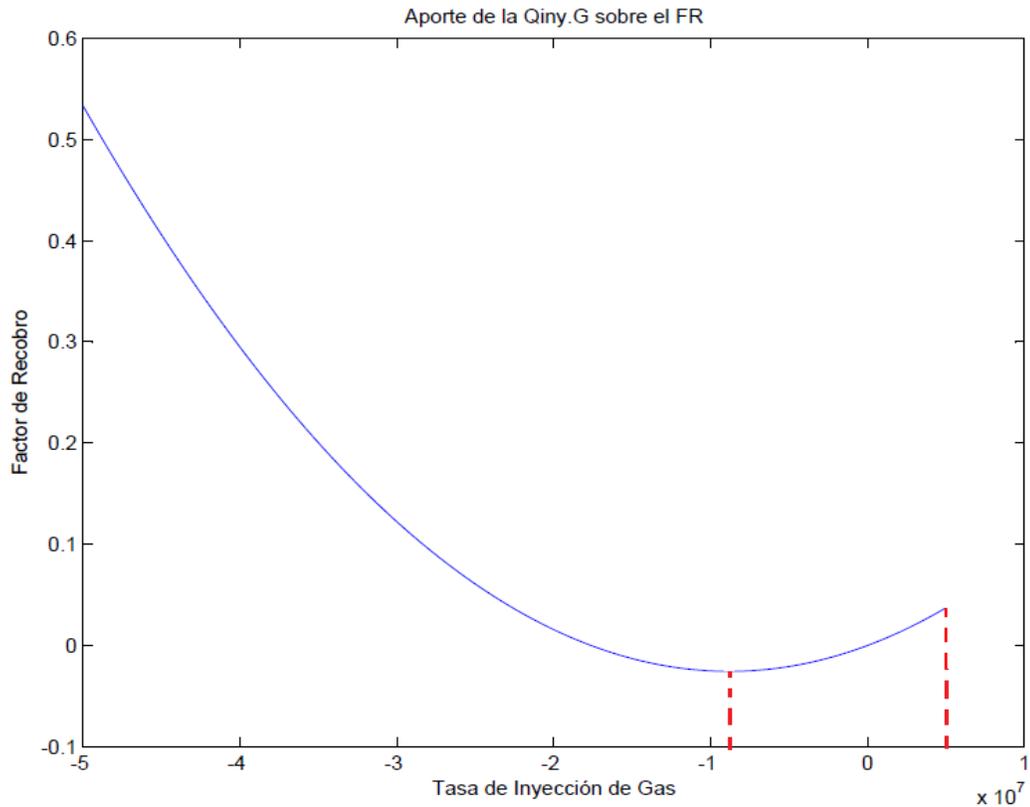


Figura 4.18. Aporte de la Tasa de Inyección de Gas sobre el Factor de Recobro.

Espesor, Porosidad y Tasa de Inyección de Gas

Estas tres variables deben ser analizadas en conjunto dado que interactúan entre ellas. Para maximizar estas variables debe seguirse los pasos comentados previamente en este capítulo.

La **ecuación 4.7** será derivada parcialmente con respecto a cada una de las tres variables (H , \emptyset y $Q_{iny.W}$), dando como resultado un sistema de tres ecuaciones con

tres incógnitas. El sistema será resuelto utilizando el software matemático *MATLAB*®. La metodología utilizada para resolver el sistema de ecuaciones es explicada a continuación.

Las **ecuaciones 4.9, 4.10 y 4.11** representan a las derivadas parciales con respecto al espesor, porosidad y tasa de inyección de agua respectivamente.

$$\frac{\partial FR}{\partial H} = -4,8160 \times 10^{-4} - 1,0222 \times 10^{-7} Q_{iny.W} - 1,9895 \times 10^{-5} \emptyset + 17,2592 \times 10^{-7} H = 0$$

(Ec. 4.9)

$$\frac{\partial FR}{\partial \emptyset} = -0,0135 - 1,3656 \times 10^{-6} Q_{iny.W} + 8,5008 \times 10^{-4} \emptyset - 1,9895 \times 10^{-5} H = 0$$

(Ec. 4.10)

$$\frac{\partial FR}{\partial Q_{iny.W}} = 1,5364 \times 10^{-4} - 4,5630 \times 10^{-8} Q_{iny.W} - 1,3656 \times 10^{-6} \emptyset - 1,0222 \times 10^{-7} H = 0$$

(Ec. 4.11)

El procedimiento será introducir las ecuaciones en un sistema matriz de la forma $C.X=B$, donde C es la matriz que contiene a los coeficientes, X es la matriz que contiene a las variables y B la matriz que contiene los términos independientes. La solución a este sistema es multiplicar la matriz B por la inversa de la matriz C , es decir, $X=C^{-1}.B$. Lo explicado es mostrado en la **ecuación 4.12**.

$$C.X = B \longrightarrow X = C^{-1}.B$$

(Ec. 4.12)

$$C = \begin{bmatrix} 17,2592x10^{-7} & -1,9895x10^{-5} & -1,0222x10^{-7} \\ -1,9895x10^{-5} & 8,5008x10^{-4} & -1,3656x10^{-6} \\ -1,0222x10^{-7} & -1,3656x10^{-6} & -4,5630x10^{-8} \end{bmatrix}; X = \begin{bmatrix} H \\ \emptyset \\ Qiny.W \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 4,8160x10^{-4} \\ 0,0135 \\ -1,5364x10^{-4} \end{bmatrix}$$

La matriz solución es mostrada a continuación, dónde el espesor está en pies, la porosidad en porcentaje y la tasa de inyección de agua en barriles por día:

$$X = \begin{bmatrix} H \\ \emptyset \\ Qiny.W \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 713,4596 \\ 33,7951 \\ 757,3862 \end{bmatrix}$$

Los resultados obtenidos no pueden ser tomados en cuenta debido a no encontrarse dentro de los límites establecidos para cada una de las variables. Además, realmente no se sabe si los resultados obtenidos son un máximo o un mínimo de la superficie estudiada.

Para poder encontrar valores dentro de los rangos establecidos que pudieran dar cabida a una optimización del factor de recobro, fue necesario estudiar la ecuación de la superficie de respuesta en funciones que dependieran de solo 3 variables, con el fin de generar superficies que el software MATLAB® pudiera graficar.

Debido a lo comentado fueron generadas las **ecuaciones 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17 y 4.18**. Los índices en Z solo tienen el objeto de hacer diferencias entre ellas y representan a las diferentes superficies generadas. La función Z en todos los casos representa al factor de recobro (FR).

$$Z^1 = 8,6296x10^{-7}H^2 - 4,8160x10^{-4}H - 1,9895x10^{-5}H * \emptyset$$

(Ec. 4.13)

$$Z^2 = 8,6296x10^{-7}H^2 - 4,8160x10^{-4}H - 1,0222x10^{-7}H * Qiny.W$$

(Ec. 4.14)

$$Z^3 = 4.2504x10^{-4}\emptyset^2 - 0.0135\emptyset - 1.9895x10^{-5}\emptyset * H$$

(Ec. 4.15)

$$Z^4 = 4.2504x10^{-4}\emptyset^2 - 0.0135\emptyset - 1,3656x10^{-6}\emptyset * Qiny.W$$

(Ec. 4.16)

$$Z^5 = -2.2815x10^{-8}Qiny.W^2 + 1.5364x10^{-4}Qiny.W - 1.0222x10^{-7}Qw * H$$

(Ec. 4.17)

$$Z^6 = -2.2815x10^{-8}Qiny.W^2 + 1.5364x10^{-4}Qiny.W - 1,3656x10^{-6}Qiny.W * \emptyset$$

(Ec. 4.18)

Las funciones mostradas generaron las **figuras 4.19, 4.20, 4.21, 4.22, 4.23 y 4.24** respectivamente. A manera de explicación, las gráficas presentan divisiones por colores, siendo las mejores respuestas para la superficie con respecto al factor de recobro los colores rojos y los menos importantes los colores azules.

Se puede observar en las **figuras 4.19 y 4.20** como para la variable espesor (H) los mejores resultados se tienen cuando ésta toma el valor de 100 pies. Ambos casos, una con la interacción de la variable porosidad (\emptyset) y otra con la interacción de la variable tasa de inyección de agua (Qiny.W) respectivamente, muestran un crecimiento del aporte del H sobre el FR cuando H toma los valores más pequeños del intervalo estudiado (300 pies – 100 pies).

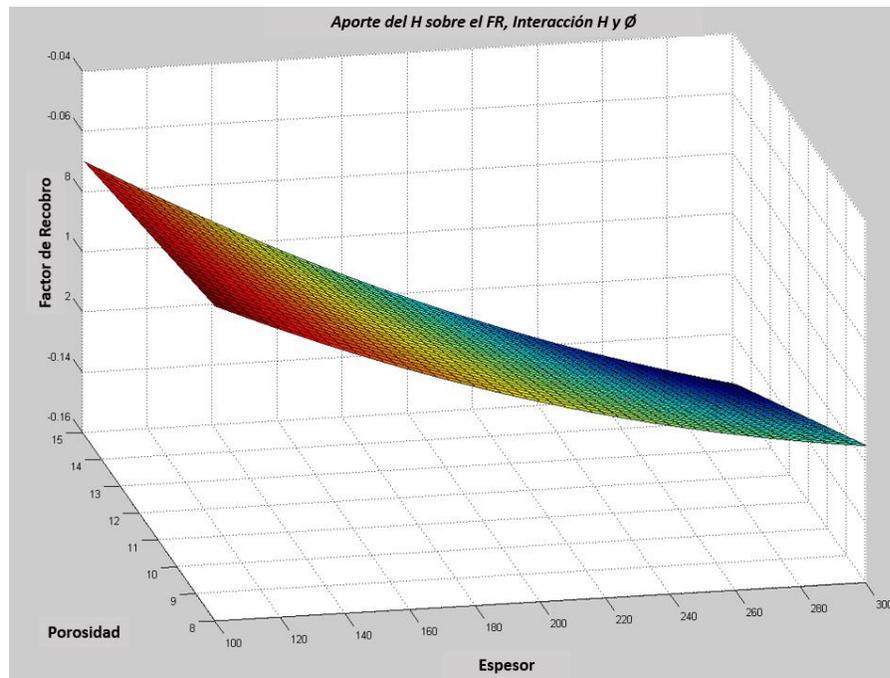


Figura 4.19. Aporte del Espesor sobre el Factor de Recobro, Interacción Espesor y Porosidad.

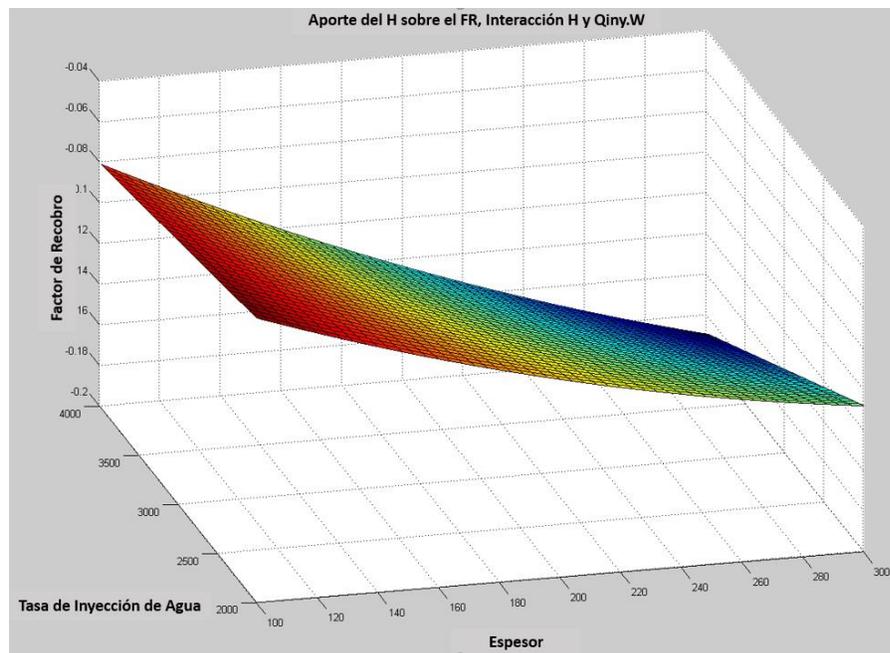


Figura 4.20. Aporte del Espesor sobre el Factor de Recobro, Interacción Espesor y Tasa de Inyección de Agua.

Las **figuras 4.21** y **4.22** muestran el aporte de la \emptyset sobre el *FR* cuando ésta interactúa con el *H* y con la *Qiny.W*, respectivamente. Es preciso señalar, que el crecimiento de la superficie se observa cuando la variable \emptyset toma los menores valores del intervalo estudiado (15% - 8%). En otras palabras, se observan mayores valores para el *FR* cuando la \emptyset toma el valor de 8%.

Las **figuras 4.23** y **4.24** muestran el aporte de la *Qiny.W* sobre el *FR* cuando ésta interactúa con el *H* y la \emptyset , respectivamente. En ambos casos, se puede observar como los valores que generan una mayor eficiencia en la producción por parte de la *Qiny.W* resultan ser los que se encuentran en el intervalo 2600 bbl/d – 3400 bbl/d.

De los resultados obtenidos se puede concluir que, los valores que optimizan la superficie de respuesta dentro de los intervalos planificados al inicio de este trabajo para el caso del *H* y la \emptyset resultaron ser 100 pies y 8%, respectivamente. Para el caso de la *Qiny.W* no es claro el resultado dado que el comportamiento observado en las **figuras 4.23** y **4.24** no muestra un comportamiento indiscutible para poder discriminar en un único valor. Entonces, para poder encontrar el valor preciso de la *Qiny.W* que diera como resultado la optimización de la superficie de respuesta fue generada la: $FR = - 2,2815 \times 10^{-8} Qiny.W^2 + 1,3249 \times 10^{-4} Qiny.W + 0.3889$, ésta es el resultado de introducir los valores óptimos de las variables *Qiny.G*, *H* y \emptyset dentro de la **ecuación 4.7**. La función comentada fue derivada parcialmente con respecto a la *Qiny.W* y dio como resultado la **ecuación 4.19**.

$$\frac{\partial FR}{\partial Qiny.W} = -4,5630 Qiny.W + 1,3249 \times 10^{-4} = 0 \quad (\text{Ec. 4.19})$$

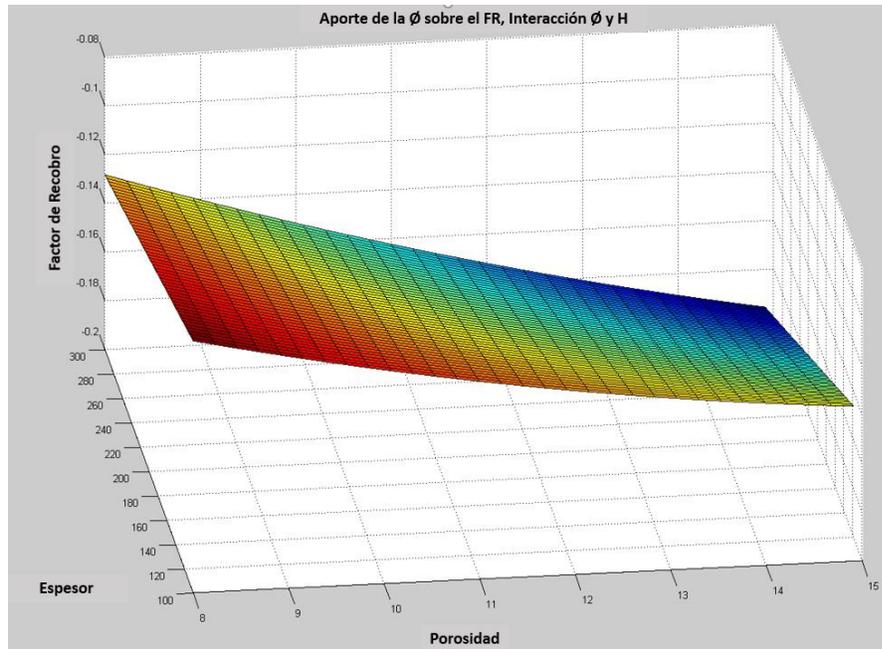


Figura 4.21. Aporte de la Porosidad sobre el Factor de Recobro, Interacción Porosidad y Espesor.

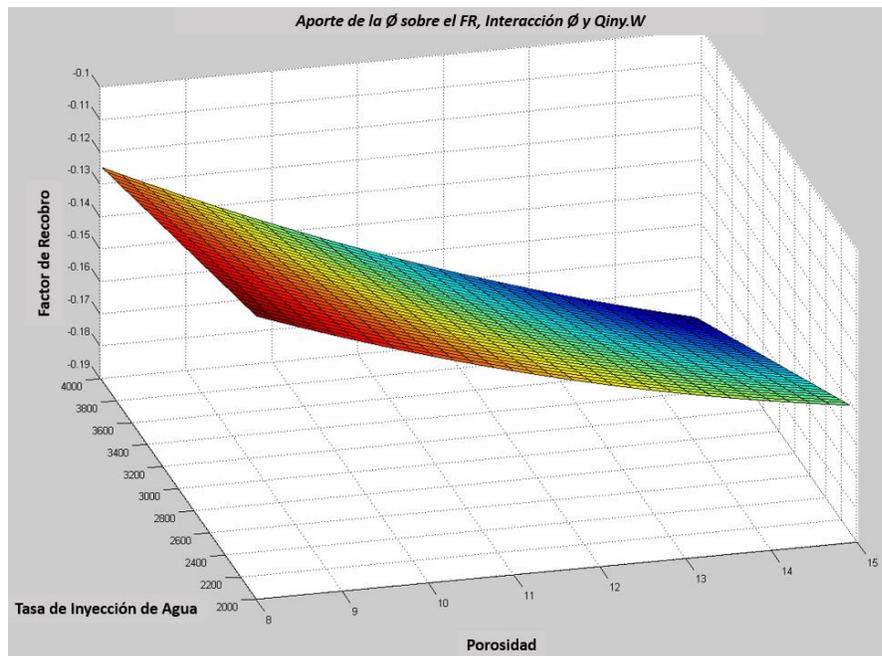


Figura 4.22. Aporte de la Porosidad sobre el Factor de Recobro, Interacción Porosidad y Tasa de Inyección de Agua.

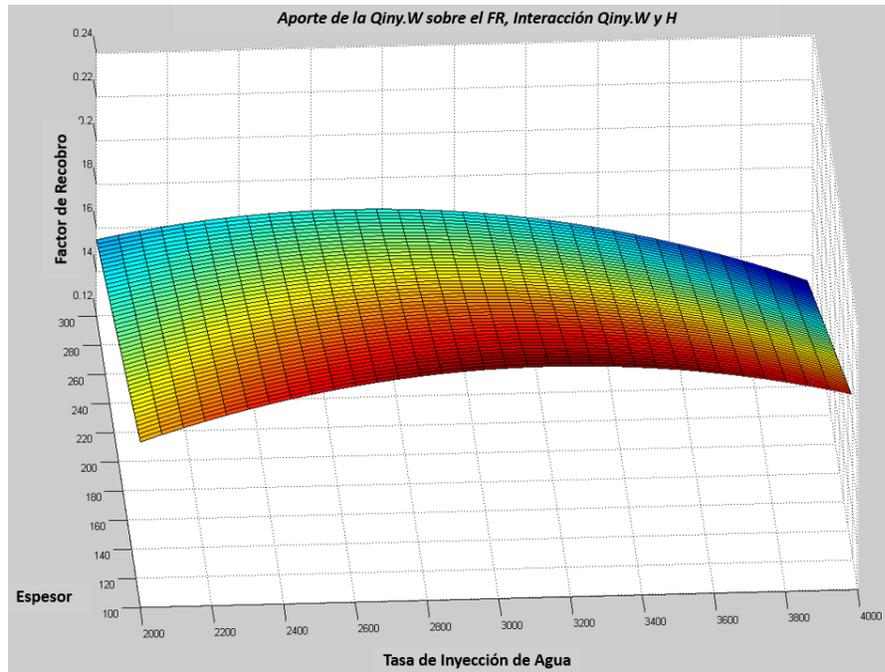


Figura 4.23. Aporte de la Tasa de Inyección de Agua sobre el Factor de Recobro, Interacción Tasa de Inyección de Agua y Espesor.

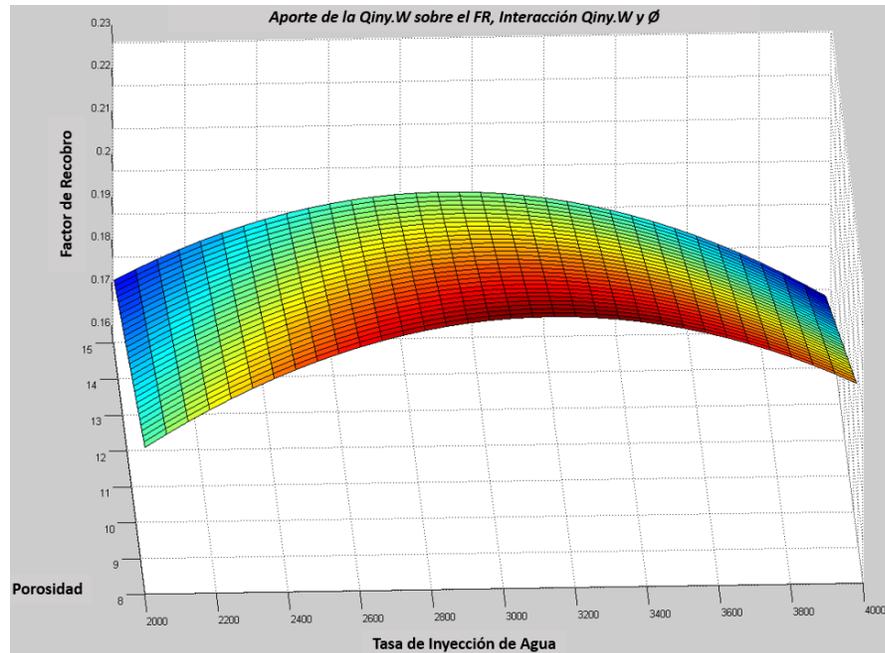


Figura 4.24. Aporte de la Tasa de Inyección de Agua sobre el Factor de Recobro, Interacción Tasa de Inyección de Agua y Porosidad.

$$Q_{iny.W} = 2903,6$$

Para fines prácticos será utilizado el valor de 2904 bbl/d como aquel que optimiza la superficie de respuesta. Para verificar que efectivamente el valor mostrado es el máximo de la ecuación se usó la **figura 4.25** la cual muestra que efectivamente el valor está asociado con el máximo de la función.

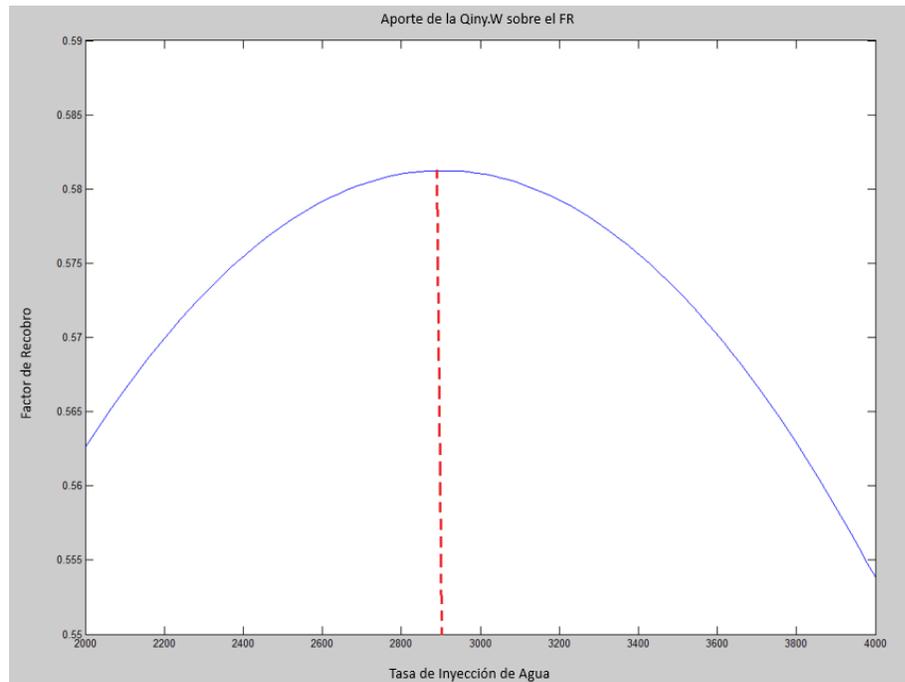


Figura 4.25. Aporte de la Tasa de Inyección de Agua sobre el Factor de Recobro.

Finalmente, la **tabla 4.16** muestra los resultados de la optimización a la superficie de respuesta mediante derivadas parciales.

Tabla 4.16. Resultados de la Optimización por Derivadas Parciales.

H (pies)	Ø (%)	Q _{iny.W} (bbl/d)	Q _{iny.G} (scf/d)	FR
100	8	2904	5040000	0,602

Una vez determinada la combinación de parámetros que optimizó la superficie de respuesta que modelaba el comportamiento del proceso de inyección WAG, se realizó una simulación estableciendo los parámetros óptimos previamente encontrados, los otros valores como permeabilidad y tiempo de ciclo fueron establecidas igual a las condiciones del diseño experimental de 3 niveles. La simulación produjo un factor de recobro de 0,601 lo cual represento un error de 0,14% con respecto al FR obtenido mediante la optimización. Este permite validar los resultados obtenidos en el proceso de optimización, así como establecer que la combinación de parámetros obtenida es realmente la combinación que conduce a la mayor eficiencia del método.

La **figura 4.26** muestra el perfil de saturación de petróleo en vista IK del caso óptimo. En ella se aprecia que los valores de saturación entre el pozo inyector y el pozo productor. Se observa que posee valores bastante cercanos a la saturación de petróleo irreducible, lo que demuestra un excelente barrido por parte de las condiciones de inyección establecidas por la combinación de parámetros óptimos de la metodología WAG.

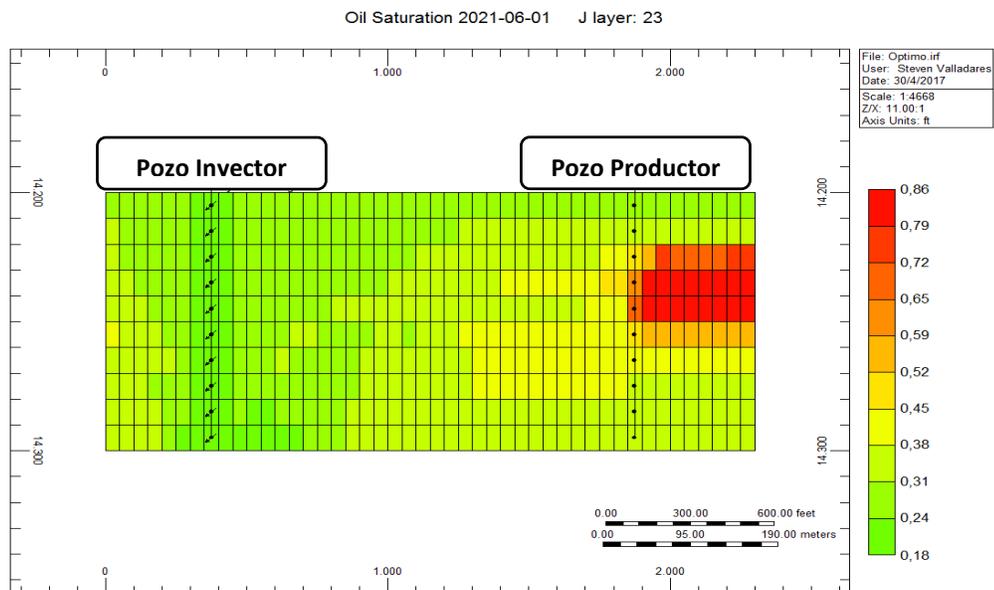


Figura 4.26. Perfil de saturación de petróleo, Caso Óptimo.

4.5 Comparaciones Adicionales

Con el objeto de realizar una comparación entre los funcionamientos de diferentes metodologías de inyección, se establecieron cuatro comparaciones, una dónde se aprecia el comportamiento de la inyección WAG para las condiciones de un medio dónde la roca es preferentemente mojada por agua contra una roca preferentemente mojada por petróleo mientras que para las otras tres se realizará la comparación de las inyecciones de agua, gas y SWAG (Inyección Simultanea de Agua y Gas) contra la inyección WAG tomando solo en cuenta la preferencia de la roca a ser mojada por petróleo, el cual fue el caso de desarrollo de todo el trabajo.

Las condiciones de las comparaciones tomaran en cuenta la mayor cantidad de variables similares a la hora de la entrada de datos al simulador, variables como tamaño del modelo, condiciones de los fluidos del yacimiento, restricciones de producción, posición y distancia de los pozos inyectores y productor, así como todos los que apliquen fuera del interés de cada comparación para así conducir al análisis más justo posible. Cada valor que se tome para evaluación será citado en cada punto.

Para tener una mejor idea de cada comparación fueron determinados 5 casos para cada una, cada comparación incluye el caso óptimo obtenido en el presente trabajo, así como 4 casos adicionales que fueron establecidos dentro de las 81 simulaciones del diseño experimental de tres niveles haciendo uso de la función ALEATORIO.ENTERO de la herramienta EXCEL. Cada comparación incluirá la tabla de los casos ejecutados, así como sus resultados.

4.5.1 Roca Mojada por Agua vs Roca Mojada por Petróleo

Debido a que el estudio inicial fue realizado con datos de una roca preferentemente mojada por petróleo y este enfoque genero un impacto dentro de los resultados

obtenidos comentados en secciones anteriores, fue necesario conocer el comportamiento de la metodología WAG para cuando la roca tiene preferencia a ser mojada por agua, para de esa manera, cuantificar no solo la eficiencia de la inyección sino también el comportamiento de ésta analizando variables como la presión al final de la simulación, el corte de agua, la movilidad de los fluidos en el medio poroso y cantidad de gas producido.

Para esta comparación fue necesario realizar una investigación extra para encontrar las condiciones de la roca preferentemente mojada por agua, en este orden se hará uso de dos curvas presentadas en el trabajo hecho por Párraga (2003) dónde éstas provienen del proceso de desplazamiento en un núcleo del Campo El Furrial.

En las figuras 4.27 y 4.28 se pueden apreciar las curvas comentadas. En la **figura 4.27** se observa la curva de Kro y Krw vs Sw mientras que en la **figura 4.28** se observa la curva de Kro y Krg vs Sl.

Una vez descrito las condiciones bases de la roca, fueron corridos los 5 casos establecidos en un comienzo. La **tabla 4.17** muestra los casos corridos para este punto y la **tabla 4.18** muestra los resultados de las corridas planteadas.

Tabla 4.17. Casos Adicionales para un Proceso WAG con Roca Preferentemente Mojada por Agua.

Casos	H (pies)	Ø (%)	Qiny.W (bbl/d)	Qiny.G (scf/d)
Óptimo	100	8	2904	5040000
77	200	12	4000	5040000
53	200	15	4000	3780000
79	100	15	4000	5040000
46	100	8	4000	3780000

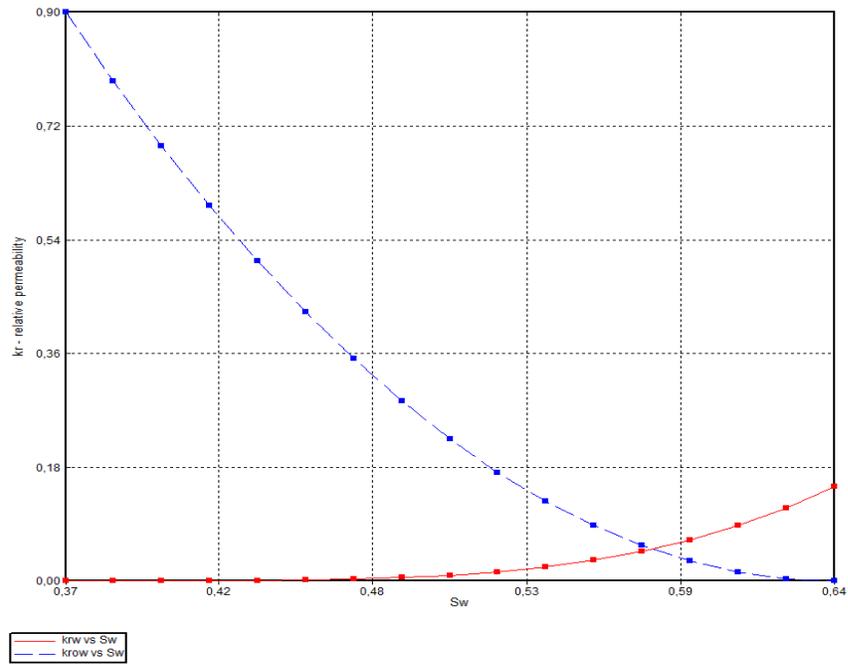


Figura 4.27. Kro y Krw vs Sw. (Párraga, 2003)

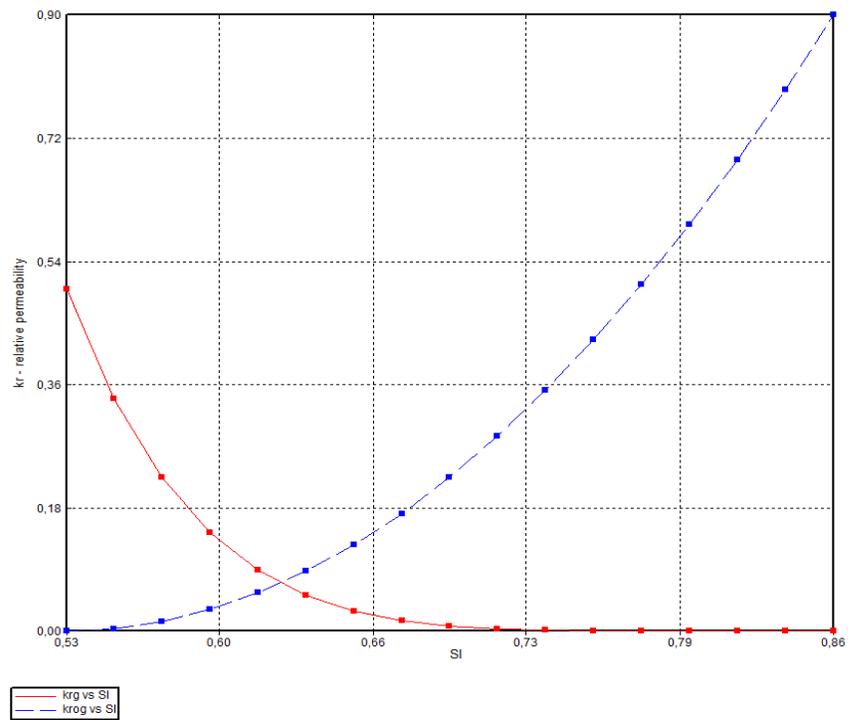


Figura 4.28. Kro y Krg vs Sl. (Párraga, 2003)

Tabla 4.18. Resultados de los Casos Adicionales para un Proceso WAG con Roca Preferentemente Mojada por Agua.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Óptimo	62,731	3651600	2,2907	15108	8557	16388	10173	9057	98,11
77	58,588	9304100	5,4511	15639	6911,2	16852	12081	9355	94,56
53	55,152	11630000	6,4142	13113	6355,1	13677	12793	9097	90,81
79	55,480	6846800	3,7986	12852	7749,8	14680	10754	9350	97,56
46	58,796	3651600	2,1476	11626	8601,3	12589	10125	8421	98,73

Con la idea de poder discriminar los resultados obtenidos, fue necesario reportar los resultados para el caso de la roca preferentemente mojada por petróleo de la misma manera que son expuestos en la **tabla 4.18**. La **tabla 4.19** muestra los resultados de varios parámetros operacionales y de producción de los casos tomados para la comparación de este punto.

Tabla 4.19. Resultados de los Casos Comparados para una Roca preferentemente Mojado por Petróleo.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Óptimo	60,139	4984800	2,9978	17462	8913,8	18334	10593	5239	95,08
77	42,899	14960000	6,4177	14800	7647,8	17848	12660	9326	79,59
53	38,917	18699000	7,2771	12711	7205,7	13767	13693	8098	76,61
79	50,681	9346500	4,7369	14718	8490,7	17960	11492	9304	87,12
46	58,209	4984800	2,9016	12096	8978,4	13787	10826	9011	95,42

Los resultados mostrados en las **tablas 4.18 y 4.19** señalan una eficiencia superior de la metodología de inyección WAG para el caso cuando la roca tiene preferencia a ser mojada por agua, además es importante señalar que lo hace para un menor volumen inyectado de gas. Se puede concluir, bajo los resultados tomados en esta comparación que, la inyección WAG resulta más eficiente para una roca preferencialmente mojada por agua que por petróleo y con un menor volumen de gas inyectado.

Por otro lado, es importante analizar el proceso de barrido que se genera en el yacimiento producto la diferencia en la tendencia de la mojabilidad de la roca, para así poder discriminar en la eficiencia de contacto al medio por parte de los fluidos inyectados. En ese sentido, las **figuras 4.29** y **4.30** muestran el perfil de saturación de petróleo una vez finalizado los 20 años de simulación. La **figura 4.29** muestra el caso óptimo para una roca mojada por agua, mientras que la **figura 4.30** muestra el caso óptimo para una roca mojada por petróleo.

En las figuras se puede observar como para el caso dónde la roca tiene preferencia a ser mojada por agua las saturaciones son más bajas entre el pozo inyector y productor en comparación al caso para el cual la roca tiene preferencia a ser mojada por el petróleo, lo que señala un mejor barrido para las condiciones de una roca con preferencia a ser mojada por agua en contraste a una con preferencia hacia el petróleo.

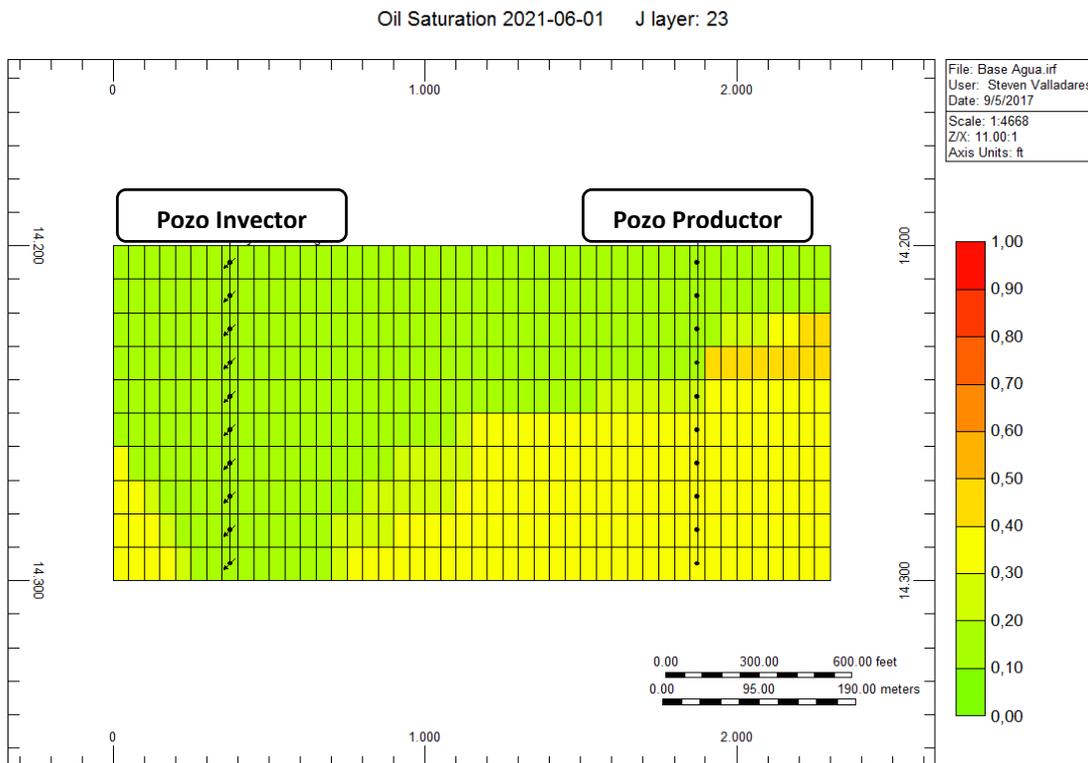


Figura 4.29. Perfil de Saturación de Petróleo, Caso Óptimo para Roca Preferentemente Mojada por Agua.

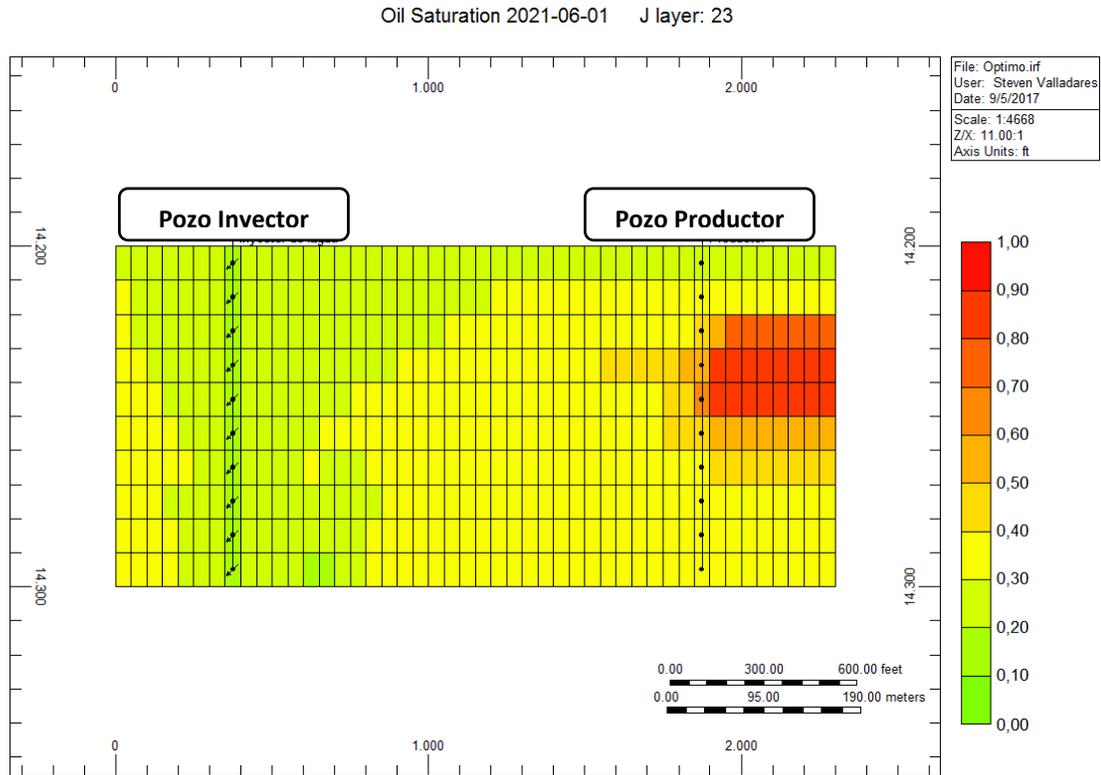


Figura 4.30. Perfil de Saturación de Petróleo, Caso Óptimo para Roca Preferentemente Mojada por Petróleo.

4.5.2 Proceso de Inyección de Agua vs WAG

La mayoría de los desarrollos de procesos de inyección WAG poseen un antecedente de inyección, ya sea de agua o gas, por lo que se hace interesante realizar esta comparación a modo de discriminar sobre los efectos de la inyección ya sea agua o gas versus la metodología WAG.

En primera instancia, es importante señalar algunos cambios concretos que se realizaron a los modelos de simulación para poder realizar la comparación de la manera

más justa posible, en ese orden de ideas se partió del fundamento del volumen inyectado total, es decir, la cantidad de fluido que será inyectado al yacimiento que, para este caso es agua. La diferencia radica en recordar que para los casos de la inyección WAG se inyectó tanto agua como gas, y ahora para la inyección de solo agua es necesario convertir esos volúmenes de gas que fueron inyectados en la metodología WAG al comentado fluido. Es preciso recordar que, como fue comentado en el capítulo anterior, es decir, en el marco metodológico, la inyección WAG fue establecida tomando en cuenta una relación de inyección de 1:1, es decir, igual volumen de agua y de gas, así como una relación gas petróleo inicial de 1260 scf/bbl.

Por otro lado, es importante recordar que el proceso de inyección WAG se ejecuta por baches, mientras que la inyección de agua es continua. Conociendo todo esto, finalmente la metodología aplicada para generar una inyección que en términos de volumen concluyera de manera proporcional fue convertir la tasa de inyección del bache de gas a tasa de agua para luego sumar la tasa del bache de agua y fraccionarla a la mitad. A continuación, es mostrada la **tabla 4.20** dónde se puede observar numéricamente los resultados de la conversión comentada en este párrafo.

Tabla 4.20. Casos Adicionales para un Proceso de Inyección de Agua.

Casos	H (pies)	Ø (%)	Qiny.W (bbl/d)
Óptimo	100	8	3452
17	200	15	2500
31	100	12	2500
45	300	15	3000
81	300	15	4000

Siguiendo con la misma línea de la comparación anterior, fueron ejecutados los casos adicionales con el fin de discriminar sobre las condiciones del proceso de inyección de agua versus la metodología WAG.

La **tabla 4.21** ilustra los resultados de algunos parámetros operacionales, así como lo respectivo para la producción de petróleo, gas y agua de la inyección de agua. De la misma manera, se presenta la **tabla 4.22** dónde se muestran los resultados detallados de los casos comparados producidos por la inyección WAG.

Tabla 4.21. Resultados de los Casos Adicionales para un Proceso de Inyección de Agua.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Óptimo	40,832	4984800	2,0354	1219,3	9070,4	0	11922	9365	95,45
17	29,995	18699000	5,6088	3359,8	7625	0	15799	9388	83,57
31	37,275	7477200	2,7871	1669,5	8761,9	0	12708	9364	92,89
45	25,243	28059000	7,0829	4242,9	7035,5	0	17649	9410	76,69
81	25,193	28059000	7,0689	4234,5	7109,7	0	17701	9410	76,65

Tabla 4.22. Resultados de los Casos Comparados para un Proceso WAG vs Agua.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Óptimo	60,139	4984800	2,9978	17462	8913,8	18334	10593	5239	95,08
17	44,146	18699000	8,2548	12684	6966,4	9198	10965	2238	74,15
31	53,800	7477200	4,0227	15090	5572,8	13797	7310	2111	89,54
45	35,999	28059000	10,1010	17300	5507,4	13797	10965	2893	57,48
81	33,466	28059000	9,3901	15728	5719	17355	13043	7579	66,02

Las **tablas 4.21** y **4.22** son bastante concluyentes respecto a la eficiencia que presenta la metodología de inyección WAG comparado con un proceso de inyección de agua en términos de producción de petróleo. Sin embargo, es de destacar la superioridad que tiene la inyección de agua para mantener presiones altas en el yacimiento, lo que lo

hace interesante para procesos dónde se requiere presurizar el yacimiento para evitar problemas operacionales como la precipitación de asfáltenos, dicho problema se presenta en el Campo El Furrial. Por otro lado, si por las mismas condiciones fuese necesario dentro de la metodología de inyección WAG aumentar la presión dentro del yacimiento podría recurrirse a prolongar el bache de agua para tal fin.

En relación con la comparación, es necesario conocer las implicaciones físicas dentro del yacimiento que promueven que la inyección WAG sea superior a la inyección de agua. En ese sentido, las **figuras 4.31 y 4.32** muestran el perfil de saturaciones para el caso óptimo de las inyecciones de agua y WAG respectivamente. En ellas se puede observar como para ambos procesos las saturaciones de agua son mayores hacia el fondo del modelo, producto el efecto de la segregación de los fluidos, esto ocasiona que volúmenes recuperables de petróleo no sean empujados eficientemente por el fluido inyectado, la diferencia recalca en el efecto del gas para la inyección WAG, ya que ésta al ser inyectada al yacimiento producto del mismo efecto de la segregación gravitacional se mueve hacia el tope del modelo, generando así un empuje en esa zona donde el efecto de empuje del agua no es eficiente.

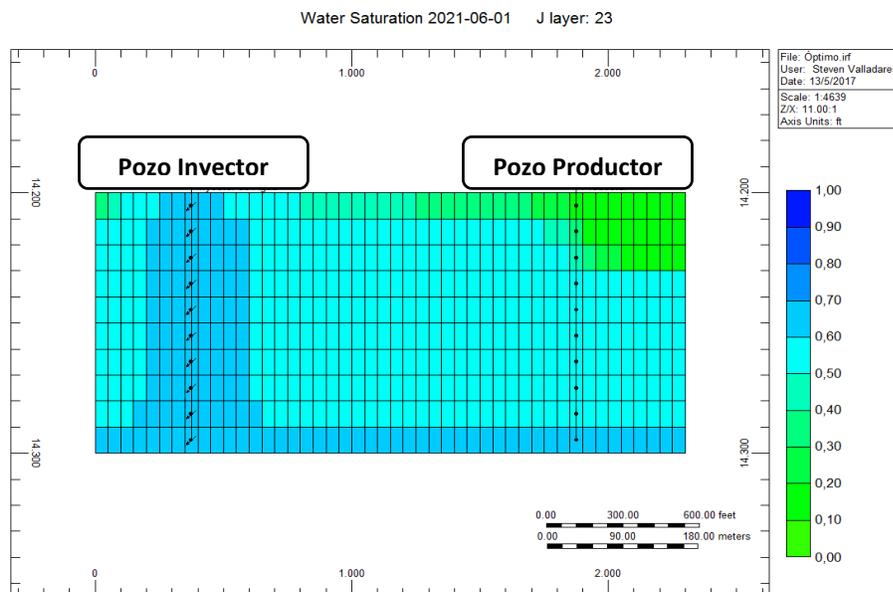


Figura 4.31. Perfil de Saturación de Agua, Caso Óptimo para la Inyección de Agua.

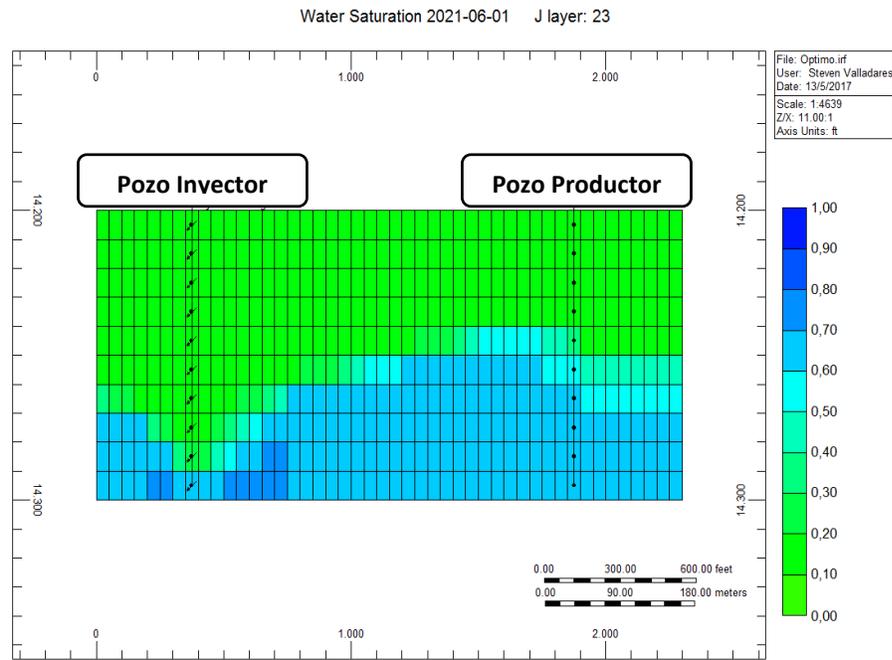


Figura 4.32. Perfil de Saturación de Agua, Caso Óptimo para la Inyección WAG.

4.5.3 Proceso de Inyección de Gas vs WAG

Como fue comentado en el punto anterior, muchos procesos dónde la inyección WAG ha sido ejecutada tienen antecedentes de procesos de inyección con solo agua o solo gas. En este punto la metodología para la obtención de los resultados que se tomarán para la comparación siguen la misma línea del punto anterior tomando en cuenta que en esta ocasión se inyectará como fluido desplazante solo gas. La metodología aplicada fue convertir a barriles por día la tasa del bache de gas y sumarle la tasa del bache de agua, para entonces fraccionarla a la mitad, y de esta manera obtener la tasa de inyección para el proceso de inyección de gas.

La **tabla 4.23** destaca los parámetros impuestos a los casos adicionales que se ejecutaron para la inyección de gas.

Tabla 4.23. Casos Adicionales para un Proceso de Inyección de Gas.

Casos	H (pies)	Ø (%)	Qiny.G (scf/d)
Óptimo	100	8	4350000
22	100	12	3780000
34	100	15	3150000
36	300	15	3150000
70	100	15	4410000

Una vez corridos los casos adicionales y siguiendo la misma línea de los puntos anteriores, fueron extraídos los resultados de la simulación para los fluidos producidos e inyectados y datos operacionales como presión final y corte de agua.

La **tabla 4.24** muestra los resultados de los casos simulados para el proceso de inyección de gas.

Tabla 4.24. Resultados de los Casos Adicionales para un Proceso de Inyección de Gas.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Óptimo	57,180	4984800	2,8503	31990	7,2709	31777	0	2020	2,677
22	51,376	7477200	3,8415	28106	5,0963	27613	0	2022	1,016
34	47,285	9346500	4,4195	23781	4,5597	23011	0	2023	0,5617
36	35,132	28059000	9,8577	27514	4,5588	23011	0	2038	0,2156
70	51,088	9346500	4,7749	32865	4,7691	32215	0	2026	0,6671

Así mismo, los resultados extendidos del proceso de inyección WAG para los casos comparados son mostrados en la **tabla 4.25**.

Tabla 4.25. Resultados de los Casos Comparados para un Proceso WAG vs Gas.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Óptimo	60,139	4984800	2,9978	17462	8913,8	18334	10593	5239	95,08
22	49,049	7477200	3,6675	8117,1	8723,1	9192,4	11599	8000	90,69
34	51,686	9346500	4,8308	15492	5264,1	13797	7310	2074	86,00
36	38,683	28059000	10,854	18934	3883,5	13797	7310	2100	52,21
70	53,097	9346500	4,9627	18813	8313,6	18179	10825	2907	91,40

La **tabla 4.24** arroja un proceso bastante eficiente de recuperación de hidrocarburos, los resultados concluyen en una mayor eficiencia por parte del gas que por parte del agua tomando en cuenta la comparación del punto anterior. Sin embargo, cuando el proceso de inyección de gas es comparado contra el proceso de inyección WAG se encuentra una mayor eficiencia por parte de esta última.

Estos resultados son interesantes si solo se concluye acerca de la eficiencia del método aplicado, sin embargo, factores como el costo asociado al fluido inyectado pueden resultar en que la remuneración proveniente de la aplicación de uno u otro método resulte mucho más llamativa. Por otro lado, el no tener que lidiar con el proceso de deposición del agua extraída que se presenta en la inyección de gas es un punto a favor para ésta, dando pie a tener menos problemas operacionales por parte de esta metodología en lo que respecta a manejo del agua.

Todo proceso de inyección es ideado para barrer el yacimiento a través del efecto de empuje que genera el fluido inyectado sobre el fluido ya presente. Sin embargo, como ha sido mostrado en estos puntos algunos procesos resultan más eficientes que otros, esto debido a los diferentes actores que influyen en éste, ya sean, el medio, el fluido inyectado, el fluido barrido o cualquier otro que limite o ayude al barrido desde el pozo inyector al pozo productor. En este sentido, fueron realizados varios gráficos que

muestran las saturaciones finales del modelo para el caso óptimo tanto para la inyección de gas y la inyección WAG.

Las **figuras 4.33** y **4.34** muestran los perfiles de saturación de gas y petróleo respectivamente para la inyección de gas, mientras que las **figuras 4.35** y **4.36** ilustran los perfiles de saturación de gas y petróleo respectivamente para la inyección WAG, todas referidas al final del proceso de simulación.

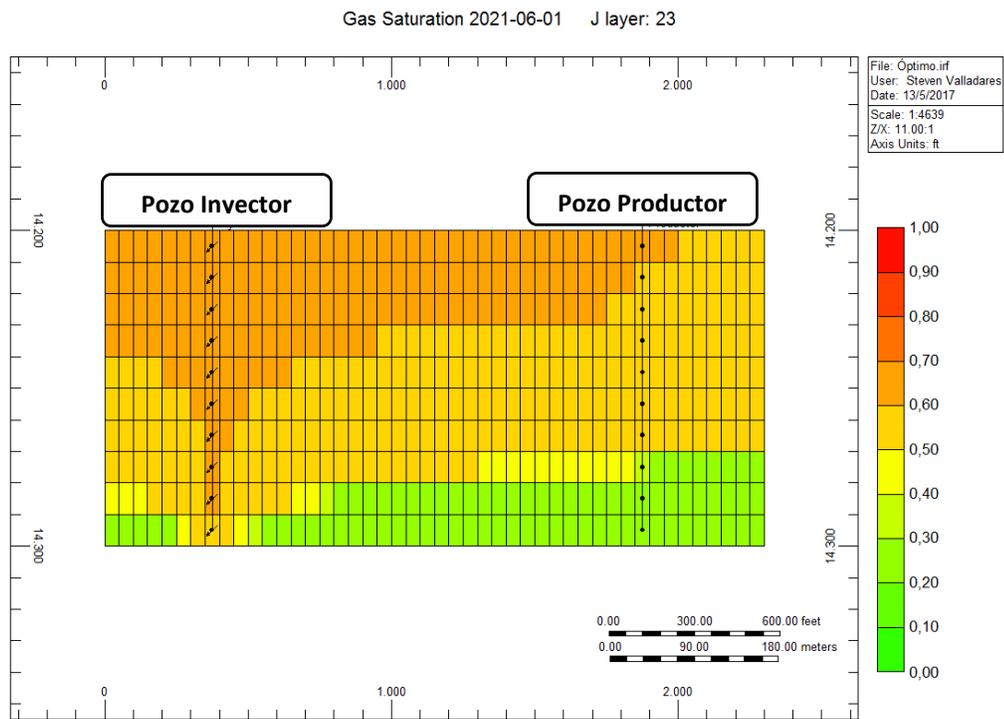


Figura 4.33. Perfil de Saturación de Gas, Caso Óptimo para la Inyección de Gas.

En la **figura 4.33** se puede observar que para el caso de la inyección de gas la saturación de gas es superior hacia el tope del modelo producto del efecto de la segregación gravitacional sobre el fluido inyectado, dejando hacia el fondo espacios donde el efecto

del gas es bastante menor, resultando un barrido pobre en dicha zona. Lo comentado es reafirmado con la **figura 4.34** dónde se puede apreciar que saturaciones importantes de petróleo en el fondo del modelo no fueron barridas efectivamente.

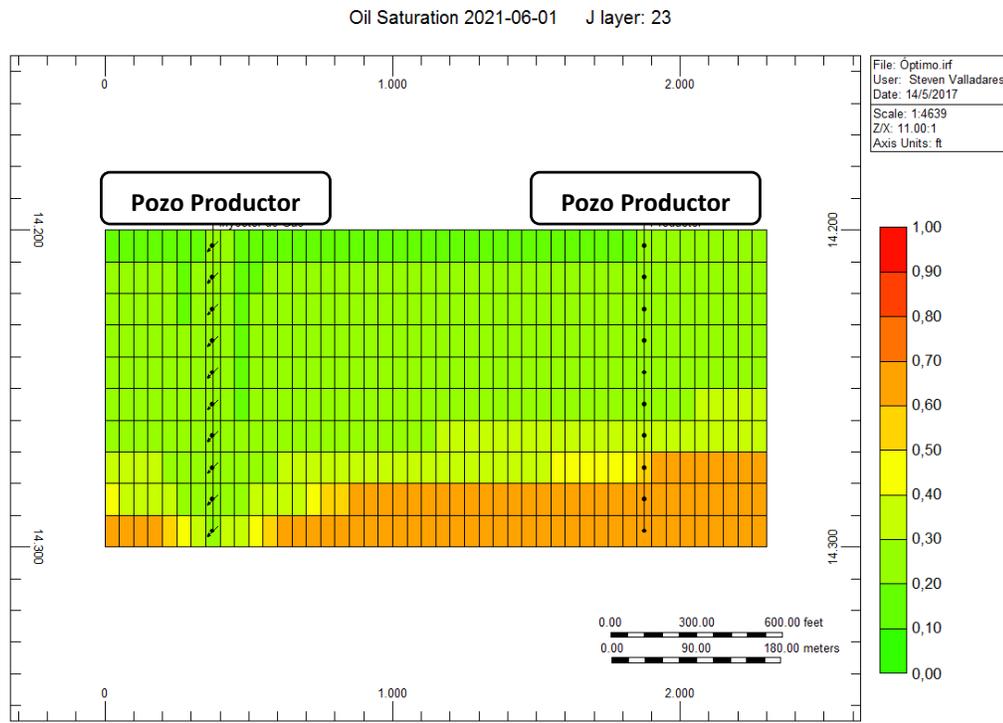


Figura 4.34. Perfil de Saturación de Petróleo, Caso Óptimo para la Inyección de Gas.

Por otro lado, aunque se puede apreciar en la **figura 4.35** un comportamiento similar por parte de la distribución en la saturación de gas en el modelo, es de notar que en la **figura 4.36** los volúmenes no barridos por parte del gas fueron empujados por el efecto del agua en el proceso WAG, dejando claro la importancia de contar en un proceso de inyección con la ventaja del efecto del desplazamiento microscópico del gas y macroscópico del agua.

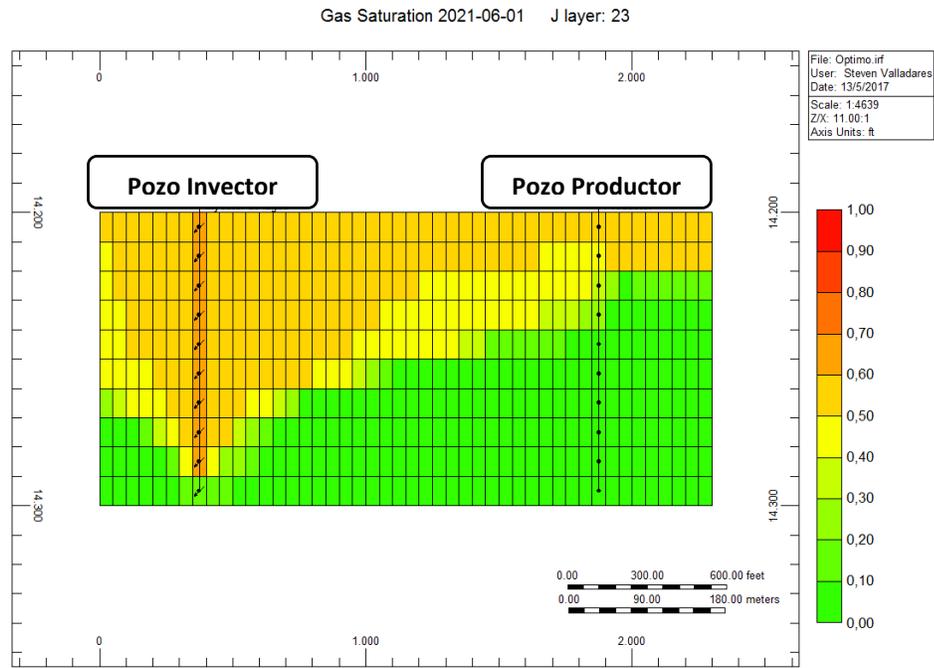


Figura 4.35. Perfil de Saturación de Gas, Caso Óptimo para la Inyección WAG.

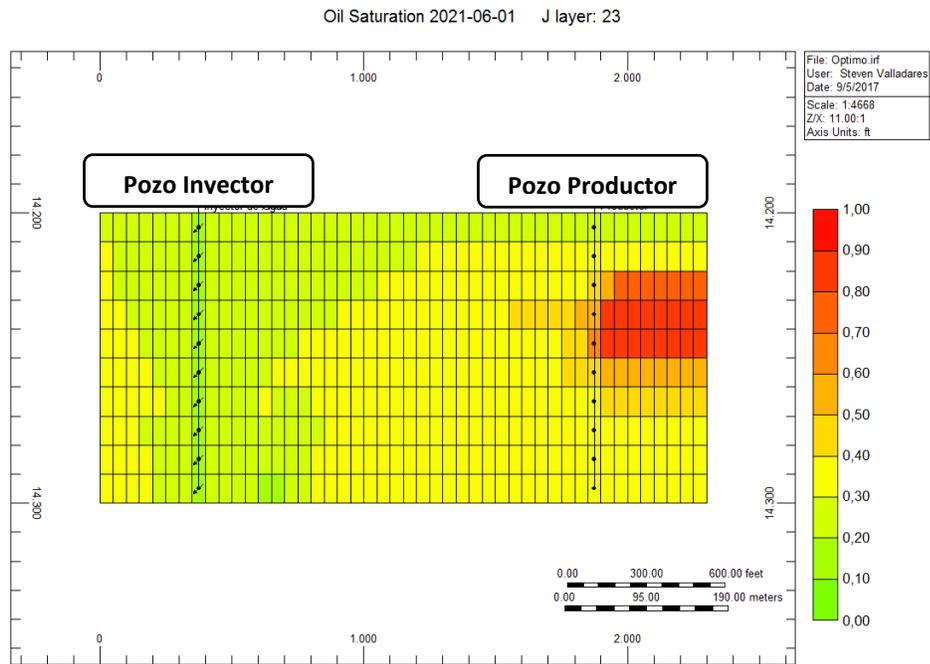


Figura 4.36. Perfil de Saturación de Petróleo, Caso Óptimo para la Inyección WAG.

4.5.4 Proceso de Inyección SWAG vs WAG

Antes de entrar en detalle sobre la comparación de este punto resulta importante explicar las condiciones que se plantearon para la simulación del proceso SWAG, es necesario tener en cuenta que un proceso de inyección SWAG realiza la inyección de agua y gas al mismo tiempo, es decir que son necesarios dos pozos inyectoros separados para poder realizar la inyección simultanea de ambos fluidos, en este sentido fueron necesarios realizar varios cambios al modelo del caso base de la metodología WAG para poder realizar el modelo de simulación de la inyección SWAG. Lo primero que se cambio fue la distribución de los pozos, se pasó de tener 2 pozos a tener 3 pozos, así como la ubicación de los pozos la cual también cambio. Las **figuras 4.37** y **4.38** muestran la ubicación de los pozos para el caso de la inyección WAG y para la inyección SWAG respectivamente.

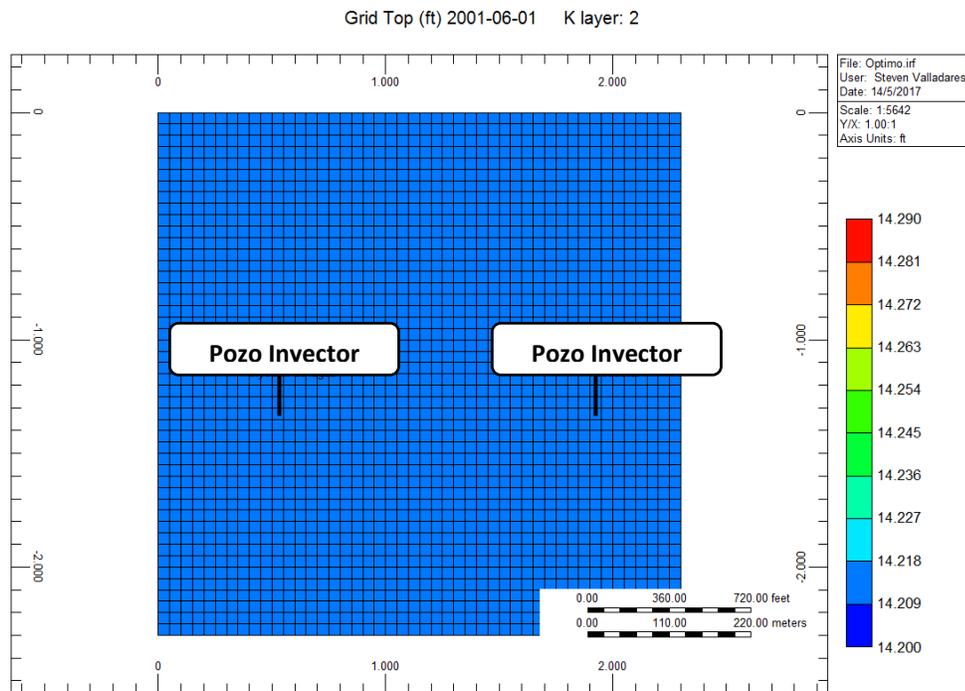


Figura 4.37. Vista de Planta del Modelo para el Proceso WAG.

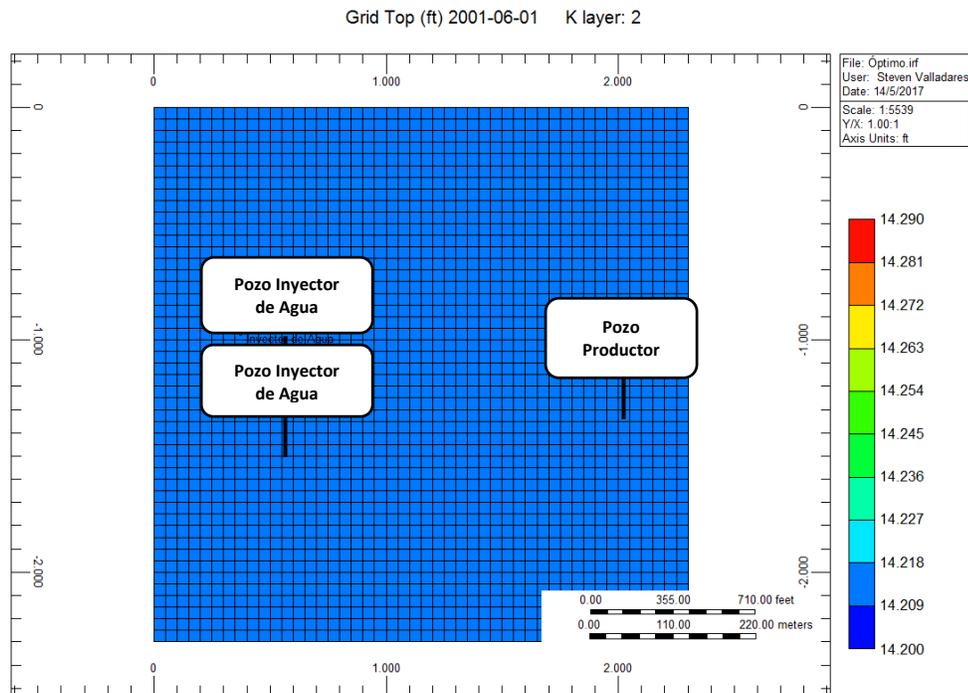


Figura 4.38. Vista de Planta del Modelo para el Proceso SWAG.

Se puede notar en la **figura 4.38** la disposición de los dos pozos inyectoros, éstos están separados horizontalmente al pozo productor a la misma distancia que el pozo inyector al pozo productor de la **figura 4.37**, es decir, 1500 pies.

Una vez señalados los cambios operacionales de disposición y cantidad de pozos, es preciso acotar las características de las tasas de inyección, una vez más es necesario recordar el diseño de la metodología SWAG, la cual señala una inyección simultanea de ambos fluidos (agua y gas), teniendo en cuenta los anteriores planteamientos que concluyeron en ejecutar las inyecciones en igualdad de condiciones para lo que respecta a volúmenes inyectados, fue necesario realizar pequeños ajustes a las tasas de inyección de los pozos para el caso de la inyección SWAG. Esto simplemente fue fraccionar a la mitad las tasas de inyección planteadas para la ejecución de la metodología WAG.

Lo comentado es resumido en la **tabla 4.26**, dónde se observan las configuraciones de las variables dispuestas para cada uno de los casos de las comparaciones adicionales.

Tabla 4.26. Casos Adicionales para un Proceso de Inyección de SWAG.

Casos	H (pies)	Ø (%)	Qiny.W (bbl/d)	Qiny.G (scf/d)
Optimo	100	8	1452	2520000
3	300	8	1000	1260000
15	300	12	1500	1260000
28	100	8	1000	1890000
44	200	15	1500	1890000

Una vez corridos los casos adicionales y siguiendo la misma línea de los puntos anteriores, fueron extraídos los resultados de la simulación para los fluidos producidos e inyectados y datos operacionales como presión final y corte de agua.

La **tabla 4.27** muestra los resultados de los casos simulados para el proceso de inyección SWAG.

Tabla 4.27. Resultados de los Casos Adicionales para un Proceso de Inyección SWAG.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Optimo	60,043	4984800	2,993	18978	8663,6	18178	10607	2522	95,98
3	46,585	14965000	6,9715	12660	3899,3	9204,3	7305	2051	72
15	41,095	22447000	9,2247	13358	6172,8	9204,3	10957	2312	68,52
28	58,061	4984800	2,8942	10417	5590,9	9204,3	7305	2037	92,21
44	44,391	18699000	8,3006	17565	6794,5	13806	10957	2166	75,07

Así mismo, los resultados extendidos del proceso de inyección WAG para los casos comparados son mostrados en la **tabla 4.28**.

Tabla 4.28. Resultados de los Casos Comparados para un Proceso WAG vs SWAG.

Casos	FR (%)	POES (STB)	NP (MMSTB)	GP (MMSCF)	WP (MSTB)	Giny.T (MMSCF)	Winy.T (MSTB)	Pf.yac. (lpc)	W.Cut (%)
Optimo	60,139	4984800	2,9978	17462	8913,8	18334	10593	5239	95,08
3	45,953	14965000	6,8769	12469	4134,2	9198	7310	2051	69,69
15	40,887	22447000	9,1778	13123	6352,4	9198	10965	2416	64,79
28	56,891	4984800	2,8359	14485	6083,6	13797	7310	2244	93,63
44	44,472	18699000	8,3158	16808	6964,9	13797	10965	2382	73,14

Se puede observar a rasgos generales que, la inyección SWAG resulta un poco más eficiente en cuanto a la producción de hidrocarburos, unos 35.960 barriles extras de petróleo en promedio para los 5 casos tomados para la comparación. Sin embargo, si se toma en cuenta que para un proceso SWAG es necesario generar una mayor inversión en la perforación de un pozo adicional para poder ejecutar el esquema de inyección, esos barriles adicionales pueden no representar causal de tal inversión.

Por otro lado, es importante observar las características del barrido de éste proceso de inyección, en ese sentido, las **figuras 4.39 y 4.40** muestra los perfiles de saturación de petróleo para la inyección SWAG y WAG respectivamente. En ellas se puede observar una distribución similar, dónde las mayores saturaciones de petróleo no barrido quedan en la zona media del yacimiento y detrás del pozo productor, lo que señala un excelente barrido de ambas metodologías en su zona de influencia.

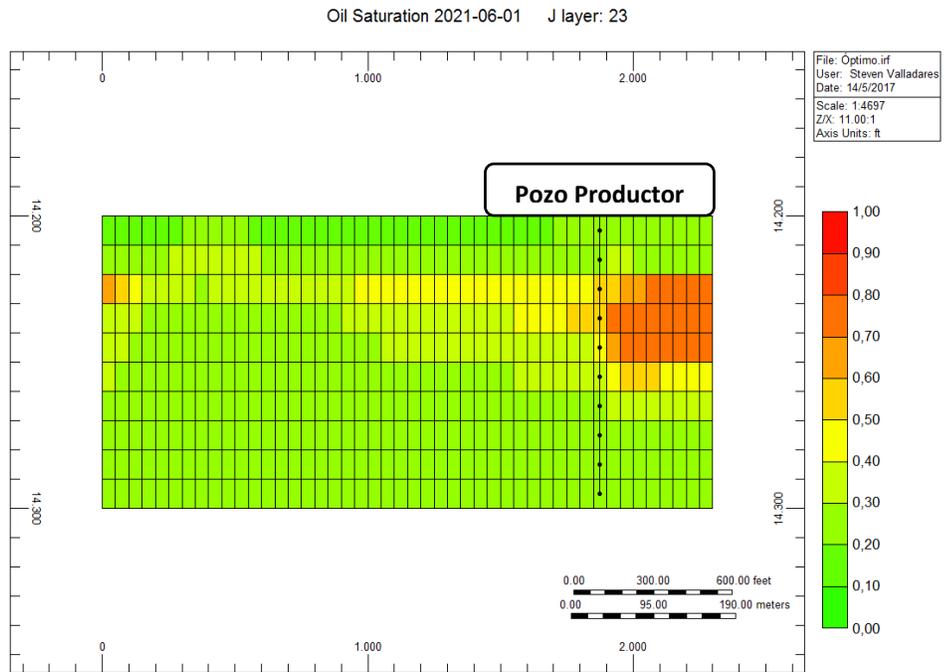


Figura 4.39. Perfil de Saturación de Petróleo, Caso Óptimo para la Inyección SWAG.

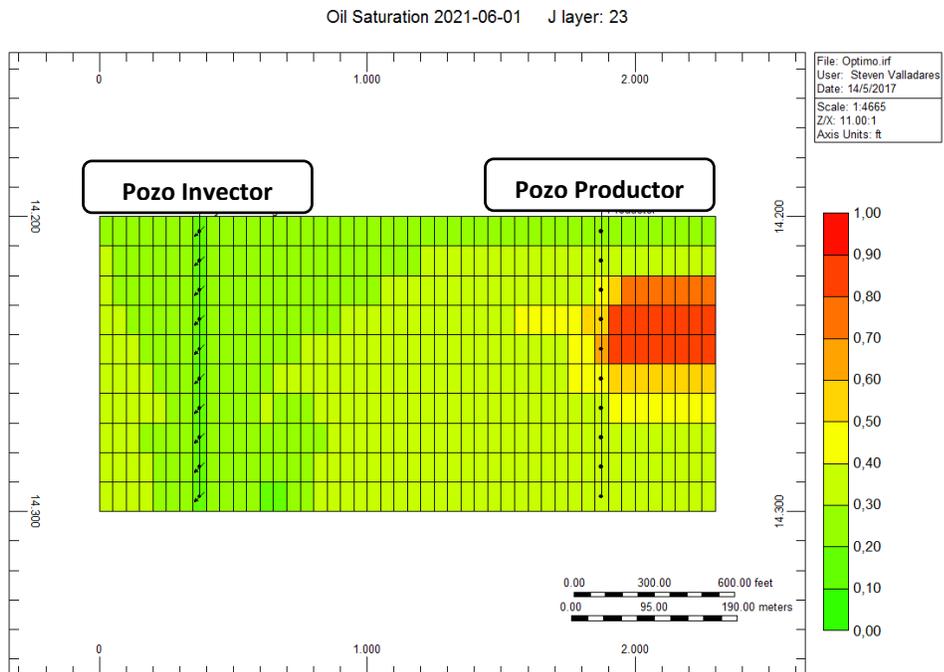


Figura 4.40. Perfil de Saturación de Petróleo, Caso Óptimo para la Inyección WAG.

Conclusiones

1. Utilizando información proveniente de artículos técnicos e investigaciones anteriores se encontró que por las características del yacimiento los campos más idóneos para la aplicación de la metodología WAG resultaron ser El Campo El Furrial (tomado para el presente trabajo) y los Yacimiento VLE-305 del Campo Lamar y el Yacimiento B-6-X.10 Campo Tía Juana de la cuenca del Lago de Maracaibo.
2. Se analizaron variables operacionales y propiedades del yacimiento que intervinieron en el proceso de inyección WAG y se discriminaron aquellas que causaban la mayor eficiencia en la producción. Éstas fueron: El espesor de la arena, la porosidad de la roca, la tasa de inyección de agua y la tasa de inyección de gas. Del mismo modo se determinó la existencia de interacciones entre los parámetros estudiados que afectaban de manera importante la eficiencia de este método. Éstas interacciones resultaron ser las correspondientes entre: Espesor de arena y porosidad, Espesor de arena y tasa inyección de agua, así como porosidad y tasa de inyección de agua.
3. Se generó un comportamiento analítico que reprodujo el comportamiento de la metodología WAG con un error promedio para todas las simulaciones comparadas de 1,71%.
4. Se determinó la combinación óptima para los parámetros operacionales y las características del yacimiento que resultaron tener un impacto bastante significativo en el proceso de inyección WAG. Éstas fueron: 100 pies, 8%, 2904 bbl/d y 5,04 MMpc/d para las variables espesor, porosidad, tasa de inyección de agua y tasa de inyección de gas respectivamente. La magnitud correspondiente a la eficiencia del caso óptimo mostró una diferencia porcentual de 0,14% entre la respuesta proveniente de la simulación numérica y la respuesta generada por el modelo analítico.

Recomendaciones

1. Realizar una ampliación de la metodología de este trabajo dónde se estudie el efecto de las variables relacionadas a los fluidos del yacimiento y a los fluidos de inyección.
2. Evaluar modelos donde las heterogeneidades del yacimiento sean caso de estudio.
3. Evaluar los efectos de la histéresis producido por la inyección alternada de agua y gas.
4. Estudiar la eficiencia de la metodología de inyección WAG con diferentes fluidos como CO₂ o N₂.
5. Estudiar los efectos que diferentes patrones de pozos pudieran generar sobre la eficiencia de la metodología de inyección WAG.
6. Realizar un estudio de factibilidad técnica y económica para la aplicación de metodologías FAWAG (Inyección de Agua y Gas Asistido por Espuma) para su aplicación en campos de Venezuela de petróleo pesado y extrapesado.
7. Realizar un estudio económico comparativo para diferentes esquemas de inyección WAG, dónde se aprecien variables como valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).
8. Generar una metodología extendida de optimización para diferentes procesos de recuperación de hidrocarburos a través de los diseños experimentales.
9. Introducir en el pensum de estudio de la escuela de ingeniería de petróleo de la Universidad Central de Venezuela enfoques estadísticos para la evaluación de procesos de recuperación de hidrocarburos como el tratado en esta investigación.

Bibliografía

- Acosta, L., Marin, E., Labastida, E., Bello, J., Jiménez, J., Cordoba, P., . . . Thorsen, B. (2006). Reservoir Study V9 of El Furrial Field, Venezuela. *Artículo Técnico de la sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 95047*, 1-9.
- Banzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas PVT*. Maracaibo: Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros.
- Chichirico, B., & Sillet, A. (2004). *Estudio Conceptual Sobre la Simulación Numérica de Procesos AGA. Trabajo Especial de Grado. Inédito*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Christensen, J., Stenby, E., & Skauge, A. (2001). Review of WAG Experience. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 71203*, 97-106.
- Christensen, J., Stenby, E., Lyngby, & Skauge, A. (1998). Review of WAG Field Experience. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 39883*, 357-370.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. (2014). *User's Guide Builder*. .
- Craig, F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series Volume 3*. Dallas: Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE.
- Crotti, M. (2002). *Promedios de Curvas de Permeabilidad Relativa*. Obtenido de Primera Parte: Desplazamientos no-estacionarios. Consultado el 28 de Enero de 2017: http://www.inlab.com.ar/Prom_CURv_KR_1.htm.
- Cuadros, R., & Guarín, F. (1994). *Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) de CO₂ para Crudos a Tasa Constante y a Presión Constante de Inyección. Trabajo Especial de Grado. Inédito*. Bucaramanga: Universidad Industrial del Santander, Colombia.

- Duarte, C. (2010). *Factibilidad Técnico Económica de la Aplicación del Proceso WAG para el Campo Tello. Trabajo Especial de Maestría*. Bucaramanga: Universidad Industrial del Santander.
- Echeverría, I., & Aurixiette, B. (2002). Reservoir Management of the El Furrial Field-Venezuela under Enhanced Oil Recovery Process. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 75201*, 1-10.
- Escobar, F. (2008). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia*. Universidad Surcomlombiana. 220 p.
- Fidas, A. (1999). *El Proyecto de Investigación, 3ra Edición*. Caracas, Venezuela.
- Gonzalez, R., & Lizarazo, N. (1986). *Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo Especial de Grado. Inédito*. Bucaramanga: Universidad Industrial del Santander. Colombia.
- Jiménez, R. (2005). *Análisis e Interpretaciones de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) mediante analogías. Trabajo Especial de Grado. Inédito*. Bucaramanga.: Universidad Industrial del Santander. Colombia.
- Knappskog, O. A. (2012). *Evaluation of WAG injection at Ekofisk. Trabajo Especial de Maestría. Inédito*. Stavanger: Universidad de Stavanger. Noruega.
- Kuehl, R. O. (2001). *Diseños de Experimentos Principios Estadísticos de Diseño y Análisis de Investigación. 2da Edición*. Arizona: Universidad de Arizona.
- León, N., & Pinto, E. (2004). *Estudio Preliminar de la Permeabilidad Relativa en Tres Fases Para un Proyecto de Inyección Alternada de Agua y Gas-WAG. Trabajo Especial de grado. Inédito*. Bucaramanga: Universidad Central del Santander. Colombia.
- Manfre, D. (2009). *Optimización del Proceso X-SAGD en un Área con Características Representativas de la Faja del Orinoco Aplicando Técnicas de Diseño*

- Experimental. Trabajo Especial de Grado. Inédito.* Caracas.: Universidad Central de Venezuela.
- Manrique, E., Calderón, G., Mayo, L., & Stirpe, M. (1998). Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 50645.*, 161-169.
- Monroy, D., & Coronado, J. (2008). *Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante simulación numérica. Trabajo Especial de Grado. Inédito.* Bucaramanga: Universidad Industrial del Santander. Colombia.
- Montgomery, D. (2001). *Design and Analysis of Experiments.* Arizona: Arizona State University. E.U.A.
- Norman, C. (1969). *Elements of Petroleum Reservoirs.* Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Paris De Ferrer, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, 2da edición.* Maracaibo, Venezuela.
- Párraga, G. V. (2003). *Evaluación de Permeabilidades Relativas Trifásica (Teóricas/Experimentales) en la Simulación Numérica del Proceso AGA con Nitrógeno Inmiscible en el Yacimiento C2/VLE-305, Lago de Maracaibo. Trabajo Especial de Grado. Inédito.* Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Purakkal, K., Nath, O., & Sur, S. (2010). Immiscible Hydrocarbon WAG: Laboratory to Field. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 128848*, 1-11.
- Saskatchewan L., H. R. (2015). *Optimum Water Alternating Gas (CO₂-WAG) Injection in the Bakken Formation. Trabajo Especial de Maestría. Inédito.* Regina.: Universidad de Regina. Canadá.

- Schlumberger. (1997). *WEC, Evaluación y Construcción de Pozos*. 406 p.
- Stalkup, F. (1983). Miscible Displacement. Monograph Series Vol. 8. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE Richardson, Texas*.
- Surguchev, L., Ragnhild, K., Rogaland, R., Haugen, S., & Krakstad, O. (1992). Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 25075*.
- Texeira F., J. G. (2010). *Modelo Quimioestratigráfico y Petrofísico en el Campo El Furrial Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo Especial de Maestría. Inédito*. Caracas.: Universidad Simón Bolívar. Caracas.
- Todd, M., & Claridge, E. (1999). Mechanistic Study of Alternative Gas Injection Process for Enhanced Oil Recovery in the Los Jabillos (Cretaceous) Reservoir, Furrial Field, Norte Monagas, Venezuela. *Artículo Técnico de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. SPE 53716*, 1-13.
- Weise, T. (2008). *Global Optimization Algorithms. Theory and Application. University of Kassel. Alemania. Consultado en Fecha de revisión: marzo 2009*. Obtenido de <http://www.itweise.de/projects/book.pdf>
- Zhang, Y., Sayeghi, S., & Huang, S. (2006). Enhanced Heavy Oil Recovery by Immiscible WAG Injection”. *Artículo Técnico de la Sociedad de Petróleo. PETSOC 2006-014*, 1-11.

Apéndice A

Herramientas Utilizadas

A.1. IMEX – Simulador Avanzado de Yacimientos de Petróleo Negro y de Gas

IMEX es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (black-oil). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento y de recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado, así como el comportamiento de yacimientos fracturados.

Con IMEX es posible modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos de modo que sea posible estar más cerca de lo que ocurre en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser introducidas como un dato o generadas como una respuesta por parte del programa.

Con respecto al flujo a través de yacimientos fracturados, el software ofrece cuatro modelos distintos: porosidad doble, permeabilidad doble, múltiples interacciones o mejora vertical.

Los modelos usados en IMEX son capaces de simular múltiples datos PVT y estos pueden ser dados en forma de tabla PVT o tablas de liberación diferencial. Es posible introducir las densidades a condiciones de superficie para cada tabla PVT de cada región y de esta manera la compresibilidad del petróleo puede ser modelada como una función de la presión de burbuja.

A.2. MINITAB® - Software Estadístico

MINITAB® es un programa de computadora diseñado para ejecutar funciones estadísticas básicas y avanzadas. Combina lo amigable del uso de Microsoft Excel con la capacidad de ejecución de análisis estadísticos.

Ofrece, entre otras facilidades:

Capacidad estadística comprensiva completa, que incluye análisis de datos exploratorios, cálculos básicos, regresión, análisis de varianza, tamaño de muestra, análisis multivariante, distribuciones no-paramétrica, series de tiempo, tabulación cruzada y simulación.

A.3. MATLAB® - Software Matemático

MATLAB® es una herramienta computacional de aplicación matemática. Este programa comprende una gran variedad de rutinas y algoritmos que permiten el desarrollo y la resolución de múltiples problemas matemáticos. Del mismo modo es posible generar funciones y rutinas dentro de MATLAB® para luego evaluarlas con las diversas herramientas gráficas que posee este programa.

En esta investigación MATLAB® fue utilizado para proveer información gráfica útil a la hora de optimizar mediante métodos algebraicos.

Apéndice B

Cálculo de los Errores de la Superficie de Respuesta

B.1. Comparación con los Puntos Provenientes del Diseño Experimental Full Factorial de Tres Niveles

En la **tabla B.1** se detallan los valores correspondientes a los factores de recobro derivados de la comparación entre los resultados provenientes de la **ecuación 4.7** y los resultantes del diseño experimental de full factorial de 3 niveles, así como el error porcentual entre ellos.

Tabla B.1. Comparación Entre la Sup. de Respuesta y el Diseño Experimental de 3 Niveles.

Caso	FRreal	FRec.	Error	Caso	FRreal	FRec.	Error
1	0,565	0,562	0,486	42	0,41	0,410	0,063
2	0,508	0,504	0,862	43	0,522	0,522	0,064
3	0,46	0,462	0,489	44	0,445	0,439	1,374
4	0,527	0,523	0,715	45	0,36	0,373	3,712
5	0,456	0,457	0,140	46	0,582	0,563	3,200
6	0,409	0,407	0,413	47	0,479	0,484	1,106
7	0,503	0,503	0,022	48	0,415	0,422	1,803
8	0,428	0,430	0,544	49	0,519	0,513	1,074
9	0,385	0,375	2,589	50	0,418	0,426	2,008
10	0,562	0,581	3,322	51	0,357	0,357	0,107
11	0,521	0,512	1,763	52	0,483	0,485	0,391
12	0,474	0,460	2,907	53	0,389	0,392	0,743
13	0,536	0,536	0,034	54	0,327	0,316	3,319
14	0,472	0,459	2,676	55	0,575	0,583	1,416
15	0,409	0,400	2,245	56	0,532	0,525	1,408
16	0,517	0,512	1,017	57	0,478	0,483	1,075
17	0,441	0,429	2,729	58	0,548	0,544	0,708
18	0,359	0,363	1,237	59	0,476	0,478	0,321
19	0,556	0,553	0,458	60	0,423	0,428	1,229
20	0,457	0,474	3,803	61	0,527	0,524	0,612
21	0,403	0,413	2,373	62	0,448	0,451	0,719
22	0,49	0,504	2,756	63	0,389	0,396	1,779
23	0,403	0,416	3,343	64	0,594	0,602	1,272
24	0,351	0,347	1,226	65	0,532	0,533	0,132
25	0,456	0,475	4,160	66	0,488	0,481	1,412
26	0,376	0,382	1,587	67	0,544	0,557	2,403
27	0,322	0,306	4,899	68	0,488	0,480	1,586
28	0,569	0,572	0,558	69	0,414	0,421	1,620
29	0,519	0,514	1,051	70	0,531	0,533	0,307
30	0,467	0,472	1,108	71	0,455	0,450	1,131
31	0,538	0,533	0,901	72	0,363	0,384	5,877
32	0,465	0,467	0,336	73	0,599	0,574	4,116
33	0,414	0,417	0,781	74	0,495	0,495	0,054
34	0,517	0,513	0,811	75	0,43	0,433	0,802
35	0,435	0,440	1,207	76	0,543	0,524	3,427
36	0,387	0,385	0,529	77	0,429	0,437	1,949
37	0,577	0,591	2,355	78	0,37	0,368	0,652
38	0,525	0,522	0,622	79	0,507	0,496	2,198
39	0,479	0,470	1,849	80	0,397	0,403	1,475
40	0,537	0,546	1,695	81	0,335	0,327	2,354
41	0,479	0,469	2,027			Promedio:	1,551

B.2. Comparación con los Puntos Provenientes de las Simulaciones Adicionales

La **tabla B.2** muestra los valores correspondientes a los factores de recobro provenientes de la ecuación 4.7 y los resultados de las simulaciones aleatorias adicionales, así como el error porcentual entre ellos.

Tabla B.2. Comparación Entre la Sup. De Respuesta y las Comparaciones Adicionales.

Caso	FReal	FRec.	Error
1	0,462	0,449	2,830
2	0,440	0,438	0,463
3	0,495	0,522	5,571
4	0,471	0,483	2,533
5	0,518	0,511	1,275
6	0,420	0,419	0,220
7	0,467	0,463	0,965
8	0,580	0,574	1,075
9	0,415	0,412	0,885
10	0,415	0,415	0,057
11	0,523	0,552	5,460
12	0,513	0,510	0,497
13	0,440	0,466	5,814
14	0,439	0,442	0,821
15	0,504	0,527	4,470
16	0,454	0,474	4,464
17	0,439	0,437	0,300
18	0,448	0,433	3,441
19	0,531	0,540	1,809
20	0,576	0,595	3,258
Promedio:			2,310