

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES DE  
RECOBRO APLICADOS EN YACIMIENTOS QUE PRESENTAN ALTAS  
RELACIONES DE MOVILIDAD**

**FAVIO ALFONSO FLÓREZ OTERO  
SERGIO ANDRÉS LÓPEZ LÓPEZ**

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

**2006**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES DE  
RECOBRO APLICADOS EN YACIMIENTOS QUE PRESENTAN ALTAS  
RELACIONES DE MOVILIDAD**

**FAVIO ALFONSO FLÓREZ OTERO  
SERGIO ANDRÉS LÓPEZ LÓPEZ**

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

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

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

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

**2006**

## DEDICATORIA

*A Dios, dador de vida y fuente de infinita fortaleza, sapiencia, paciencia y sabiduría durante todos los momentos de mi vida. Por quien estamos aquí y ahora; labrando y construyendo nuestra corta pero fructífera existencia.*

*A mis padres, Fredy y Luzmila, por el grandioso y magnífico esfuerzo y trabajo que han hecho al educar a sus hijos Fredy Alberto, Luz Angela y Favio. Maestros de Maestros, a quienes les debo todo lo que soy en la vida y que siempre han estado ahí para escucharme y aconsejarme.*

*A Silvia Lorena, mi “Divina” y vida en Bucaramanga, quien por tantos años me ha brindado su cariño, ternura y comprensión, permitiendo hacer de mí una mejor persona y encontrar el mejor de los sentimientos que como seres humanos podemos sentir.*

*A mis amigos y personas muy especiales, Irina, Nacho, Sergio, Cesar, Yair, Jaime, Luis Jose, Diana, Marta, Mauricio, Hans, Carlos, Mildreth, Yamil, Efraín, Claudia, Ma. Juliana, Mafalda, Camilo y Fabio; entes, en el completo sentido de la palabra, que siempre han estado en el momento y lugar preciso para compartir y brindar todo de cada uno, y los cuales me dieron y me regresaron los mejores deseos y la sonrisa perfecta.*

*Favio Alfonso*

## DEDICATORIA

*A DIOS, ese ser supremo que en su infinita misericordia me ha dado la posibilidad de vivir, de soñar, de aprender, de compartir con mi familia; aquel que me ha brindado sus dones y virtudes para poder enfrentar con sabiduría y fortaleza cada uno de los días de mi vida*

*A mi mami, porque es y será el motor de cada una de las cosas que hago, por brindarme su amor, su comprensión, su amistad, sus consejos y demás cosas que solo una madre sabe y puede brindar, por ser mi ejemplo de vida y por desempeñar al mismo tiempo dos roles muy difíciles en esta vida, el ser madre y padre*

*A mi nonita, porque ella ha sido uno de los pilares en mi existencia, y me ha brindado todo su cariño, comprensión y cuidados a lo largo de mi vida*

*A mi familia, por regalarme momentos de alegría y regocijo, por el apoyo que de manera incondicional he recibido, y por enseñarme a caminar en el sendero de la vida*

*A cada una de las personas que integran los diferentes grupos apostólicos del Templo Cristo Rey, porque a lo largo de estos años, me han brindado además de una amistad sincera, grandes enseñanzas que han contribuido en mi crecimiento personal y espiritual*

*A mis amigos, aquellas personas en quienes he encontrado una mano extendida, una sonrisa alentadora, una mirada comprensiva, una palabra de aliento, una corrección fraterna, un abrazo de perdón; quienes sin esperar nada a cambio me han regalado un pedacito de su corazón*

*Sergio Andrés*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Samuel Fernando Muñoz, por sus aportes y sugerencias planteadas durante el desarrollo del proyecto.

A los ingenieros que forman parte del convenio del ICP – UIS, Claudia Soto, Héctor Pérez, Wilson Barrios, Edwin Rodríguez, Aníbal Ordóñez, y a los ingenieros Diana Mercado, Robinson Jiménez, Fernando Londoño, William Navarro y Roy Sandoval, por brindarnos soporte técnico y por sus valiosos aportes.

A nuestros compañeros del Grupo de Investigación Recobro Mejorado, los que están y los que se fueron, por brindarnos un espacio en el cual adquirir nuevos conocimientos y compartir momentos de esparcimiento.

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

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

A la ACEIP, por brindarnos los espacios para complementar y enriquecer nuestros conocimientos. A Diana Becerra, quien me apoyó y colaboró durante mi permanencia en ella.

A todos los que de una u otra manera aportaron su granito de arena en la realización de este sueño.

## CONTENIDO

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| INTRODUCCIÓN  | 1           |
| <b>1. MÉTODOS CONVENCIONALES DE RECOBRO</b>           | <b>3</b>    |
| 1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO | 3           |
| 1.1.1 Tensión Superficial.                            | 3           |
| 1.1.2 Tensión Interfacial.                            | 4           |
| 1.1.3 Mojabilidad.                                    | 4           |
| 1.1.4 Presión Capilar.                                | 5           |
| 1.1.5 Número Capilar.                                 | 6           |
| 1.1.6 Movilidad.                                      | 7           |
| 1.1.7 Relación de Movilidad.                          | 7           |
| 1.2 INYECCIÓN DE AGUA                                 | 8           |
| 1.2.1 Tipos de Inyección.                             | 9           |
| 1.2.1.1 Inyección Externa.                            | 10          |
| 1.2.1.2 Inyección Interna.                            | 11          |
| 1.2.2 Tipos de Desplazamiento.                        | 12          |
| 1.2.2.1 Pistón sin Fugas.                             | 12          |
| 1.2.2.2 Pistón con Fugas.                             | 12          |
| 1.2.3 Etapas de un Proceso de Inyección de Agua.      | 14          |
| 1.2.3.1 Condiciones Iniciales.                        | 14          |
| 1.2.3.2 Inyección.                                    | 14          |
| 1.2.3.3 Ruptura.                                      | 14          |
| 1.2.3.4 Después de la ruptura.                        | 14          |
| 1.2.4 Patrones de Inyección.                          | 15          |
| 1.2.4.1 Arreglo en Línea Directa.                     | 16          |

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 1.2.4.2 | Arreglo en Línea Alterna.   | 17 |
| 1.2.4.3 | Arreglo de Cinco Puntos.  | 17 |
| 1.2.4.4 | Arreglo de Siete Puntos.  | 18 |
| 1.2.4.5 | Arreglo de Nueve Puntos.  | 18 |
| 1.2.5   | Factores que influyen en la Inyección de Agua.                    | 19 |
| 1.2.5.1 | Factores de Yacimiento  | 19 |
| 1.2.5.2 | Factores Operacionales.   | 22 |
| 1.3     | INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR                                       | 24 |
| 1.3.1   | Descripción del proceso.  | 25 |
| 1.3.2   | Regiones formadas durante una Inyección Continua de Vapor.        | 26 |
| 1.3.3   | Mecanismos de Desplazamiento.                                     | 29 |
| 1.3.3.1 | Destilación con Vapor.  | 31 |
| 1.3.3.2 | Reducción de la Viscosidad.                                       | 32 |
| 1.3.3.3 | Expansión Térmica.  | 33 |
| 1.3.3.4 | Segregación Gravitacional.  | 34 |
| 1.3.3.5 | Condensación y Desplazamiento Miscible de la fase aceite.         | 35 |
| 1.3.3.6 | Gas en Solución.  | 37 |
| 1.3.3.7 | Empuje por Emulsión.  | 37 |
| 1.3.3.8 | Variación de la Permeabilidad Relativa y la Presión Capilar.      | 37 |
| 1.3.4   | Consideraciones para implementar una Inyección Continua de Vapor. | 38 |
| 1.3.5   | Factores que influyen en una Inyección Continua de Vapor.         | 39 |
| 1.3.5.1 | Factores de Yacimiento.   | 39 |
| 1.3.5.2 | Factores Operacionales.   | 44 |
| 1.3.6   | Problemas Operacionales.  | 46 |
| 1.3.6.1 | Arenamiento.  | 46 |
| 1.3.6.2 | Incrustaciones.   | 47 |
| 1.3.6.3 | Emulsiones.   | 47 |
| 1.3.6.4 | Producción en Pozos Calientes.                                    | 48 |
| 1.3.6.5 | Producción de H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> .                | 48 |
| 1.3.6.6 | Fallas mecánicas.   | 49 |

|           |   |            |
|-----------|---|------------|
| 1.3.6.7   | Ambientales y ecológicos.   | 49         |
| <b>2.</b> | <b>DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN</b>   | <b>50</b>  |
| 2.1       | INYECCIÓN DE AGUA   | 51         |
| 2.1.1     | Fuente del Agua.  | 51         |
| 2.1.2     | Calidad del Agua.   | 52         |
| 2.1.3     | Tratamiento del Agua.   | 55         |
| 2.1.4     | Facilidades de Superficie.  | 70         |
| 2.1.4.1   | Motores.  | 72         |
| 2.1.4.2   | Bombas de Inyección.  | 73         |
| 2.2       | INYECCIÓN DE VAPOR  | 77         |
| 2.2.1     | Tratamiento del Agua.   | 78         |
| 2.2.2     | Generación del Vapor.   | 82         |
| 2.2.2.1   | Clasificación de los Generadores de Vapor.  | 82         |
| 2.2.2.2   | Funcionamiento de un Generador de Vapor.  | 85         |
| 2.2.2.3   | Partes de un Generador de Vapor.  | 86         |
| 2.2.2.4   | Eficiencia del Generador de Vapor.  | 90         |
| <b>3.</b> | <b>SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS</b>   | <b>92</b>  |
| 3.1       | METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA  | 94         |
| 3.2       | SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN  | 95         |
| 3.2.1     | Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos – <i>STARS</i> (Versión 2005).                                     | 96         |
| 3.2.2     | Simulación numérica empleando el paquete <i>STARS</i> .   | 96         |
| 3.3       | DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE CAMPO   | 97         |
| 3.3.1     | Inyección de Agua.  | 107        |
| 3.3.2     | Inyección Continua de Vapor.  | 108        |
| 3.4       | RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN   | 110        |
| <b>4.</b> | <b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS OPERACIONALES EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA E INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR SIMULADOS</b> | <b>119</b> |

|       |   |            |
|-------|---|------------|
| 4.1   | SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA           | 119        |
| 4.1.1 | Sensibilidad a la tasa de inyección.                                    | 121        |
| 4.1.2 | Sensibilidad a la presión de inyección.                                 | 125        |
| 4.1.3 | Sensibilidad a la presión de producción.                                | 126        |
| 4.1.4 | Sensibilidad al espaciamiento entre pozos.                              | 127        |
| 4.2   | SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR | 129        |
| 4.2.1 | Sensibilidad a la tasa de inyección.                                    | 130        |
| 4.2.2 | Sensibilidad a la presión de inyección.                                 | 132        |
| 4.2.3 | Sensibilidad al espaciamiento entre pozos.                              | 135        |
| 4.3   | COMPARACIÓN ENTRE LOS MÉTODOS   | 136        |
|       | <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>                                   | <b>141</b> |
|       | <b>BIBLIOGRAFÍA</b>   | <b>143</b> |
|       | <b>NOMENCLATURA</b>   | <b>148</b> |
|       | <b>ANEXOS</b>   | <b>150</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|  | <b>Pág.</b> |
|--|-------------|
| Figura 1. Mojabilidad en un sistema roca-fluido.                                   | 5           |
| Figura 2. Correlación entre la saturación residual y el número capilar.            | 7           |
| Figura 3. Inyección Externa o Periférica.  | 10          |
| Figura 4. Inyección Interna.   | 11          |
| Figura 5. Desplazamiento Tipo Pistón sin Fugas.                                    | 13          |
| Figura 6. Desplazamiento Tipo Pistón con Fugas.                                    | 13          |
| Figura 7. Arreglo en Línea Directa.  | 16          |
| Figura 8. Arreglo en Línea Alterna.  | 17          |
| Figura 9. Arreglo de Cinco Puntos.   | 17          |
| Figura 10. Arreglo de Siete Puntos.  | 18          |
| Figura 11. Arreglo de Nueve Puntos.  | 18          |
| Figura 12. Esquema general de un proceso de Inyección Continua de Vapor.           | 26          |
| Figura 13. Regiones formadas en un proceso de Inyección Continua de Vapor.         | 27          |
| Figura 14. Distribución de Temperatura.  | 28          |
| Figura 15. Distribución de la Saturación de Aceite.                                | 29          |
| Figura 16. Contribución de cada mecanismo al recobro de aceite.                    | 31          |
| Figura 17. Variación de la viscosidad con la temperatura.                          | 33          |
| Figura 18. Efecto de la temperatura en la relación de viscosidad agua-aceite.      | 35          |
| Figura 19. Condensación y Desplazamiento Miscible de la fase aceite.               | 36          |
| Figura 20. Inyección de Vapor selectiva.   | 43          |
| Figura 21. Ciclo del agua durante una Inyección de Agua.                           | 51          |
| Figura 22. Torre Deaireadora o de Vacío.   | 57          |
| Figura 23. Torre Deaireadora Empacada tipo Despojadora con Gas en Contracorriente. | 58          |

|            |  |     |
|------------|--|-----|
| Figura 24. | Torre Deaireadora de Platos Tipo Despojadora con Gas en Contracorriente. | 59  |
| Figura 25. | Filtro Accionado por Gravedad.   | 61  |
| Figura 26. | Filtro Activado por Presión.   | 62  |
| Figura 27. | Filtro a Presión Tipo Cartucho.  | 63  |
| Figura 28. | Filtro a Presión con Diatomea.   | 64  |
| Figura 29. | Filtro a Presión con Lechos Empacados.                                   | 65  |
| Figura 30. | Motor Westinghouse.  | 73  |
| Figura 31. | Bomba de inyección.  | 76  |
| Figura 32. | Filtros verticales.  | 79  |
| Figura 33. | Tanques de Ablandamiento del agua.                                       | 80  |
| Figura 34. | Tanques de inyección de químicos.  | 81  |
| Figura 35. | Generador Estático.  | 84  |
| Figura 36. | Generador Móvil.   | 84  |
| Figura 37. | Esquema del funcionamiento de un generador de vapor.                     | 85  |
| Figura 38. | Bomba para alimentación del agua.  | 86  |
| Figura 39. | Pre calentador de agua.  | 87  |
| Figura 40. | Economizador.  | 87  |
| Figura 41. | Cámara de Combustión.  | 88  |
| Figura 42. | Quemador.  | 88  |
| Figura 43. | Panel de Control.  | 89  |
| Figura 44. | Sistema de combustible.  | 90  |
| Figura 45. | Enmallado de simulación 1.   | 98  |
| Figura 46. | Enmallado de simulación 2.   | 99  |
| Figura 47. | Enmallado de simulación 3.   | 100 |
| Figura 48. | Enmallado de simulación 4.   | 101 |
| Figura 49. | Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, para diferentes enmallados.      | 103 |
| Figura 50. | Producción de Acumulada Aceite vs. Tiempo, para diferentes enmallados.   | 104 |

|            |  |     |
|------------|--|-----|
| Figura 51. | Curvas de permeabilidades relativas sistema agua-aceite.   | 106 |
| Figura 52. | Curvas de permeabilidades relativas sistema gas-líquido.   | 106 |
| Figura 53. | Enmallado de simulación para Inyección de Agua.  | 108 |
| Figura 54. | Enmallado de simulación para Inyección Continua de Vapor.  | 109 |
| Figura 55. | Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, durante producción primaria.   | 110 |
| Figura 56. | Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo para la Inyección de Agua.  | 111 |
| Figura 57. | Factor de recobro vs. Tiempo para la Inyección Continua de Vapor.  | 112 |
| Figura 58. | Perfil de Saturación de Aceite durante la Inyección de Agua.   | 113 |
| Figura 59. | Perfil de Saturación de Aceite durante la Inyección Continua de Vapor.   | 114 |
| Figura 60. | Factor de Recobro de Aceite vs. Volumen Poroso Inyectado, durante la inyección de agua para distintos valores de viscosidad. | 116 |
| Figura 61. | Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, durante la inyección de agua para un crudo de 40 cp.                                 | 117 |
| Figura 62. | Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, durante la inyección continua de vapor para un crudo de 40 cp.                       | 118 |
| Figura 63. | Efecto de la tasa de inyección sobre el Factor de Recobro de Aceite.   | 122 |
| Figura 64. | Perfiles de saturación de agua al variar tasas de inyección.   | 123 |
| Figura 65. | Comparación del Factor de Recobro de Aceite de Caso Base y Caso Máxima Tasa de Inyección de agua.                            | 124 |
| Figura 66. | Producción instantánea de agua de Caso Base y Caso Máxima Tasa de Inyección de agua.   | 124 |
| Figura 67. | Efecto de la presión de inyección sobre el Factor de Recobro de Aceite.  | 125 |
| Figura 68. | Perfiles de saturación de agua al variar presiones de inyección.   | 126 |

|            |  |     |
|------------|--|-----|
| Figura 69. | Efecto de la presión de producción sobre el Factor de Recobro de Aceite.           | 127 |
| Figura 70. | Efecto del espaciamiento sobre el Factor de Recobro de Aceite.                     | 128 |
| Figura 71. | Efecto de la tasa de inyección sobre el Factor de Recobro de Aceite.               | 130 |
| Figura 72. | Tasa de agua inyectada al yacimiento.  | 131 |
| Figura 73. | Efecto de la tasa de inyección sobre la Relación Vapor - Aceite.                   | 132 |
| Figura 74. | Efecto de la presión de inyección en el Factor de Recobro de Aceite.               | 134 |
| Figura 75. | Efecto de la presión de inyección sobre la Relación Aceite - Vapor.                | 134 |
| Figura 76. | Efecto del espaciamiento sobre el Factor de Recobro de Aceite.                     | 135 |
| Figura 77. | Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo para cada uno de los métodos implementados. | 138 |
| Figura 78. | Perfil de Temperatura, para la Inyección Continua de Vapor.                        | 139 |
| Figura 79. | Perfil de Saturación de Agua, para la Inyección de Agua.                           | 140 |

## LISTA DE TABLAS

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| Tabla 1. Arreglos de Pozos.   | 16          |
| Tabla 2. Criterios para implementar una Inyección Continua de Vapor.  | 38          |
| Tabla 3. Clasificación del Agua en términos de dureza.  | 53          |
| Tabla 4. Valores permisibles para el control de la calidad del agua.  | 55          |
| Tabla 5. Ventajas y Desventajas de las Bombas Reciprocantes.  | 75          |
| Tabla 6. Ventajas y Desventajas de las Bombas Centrífugas.  | 75          |
| Tabla 7. Condiciones de entrada del agua a un generador.  | 81          |
| Tabla 8. Características del enmallado de simulación 1.   | 99          |
| Tabla 9. Características del enmallado de simulación 2.   | 100         |
| Tabla 10. Características del enmallado de simulación 3.  | 101         |
| Tabla 11. Características del enmallado de simulación 4.  | 102         |
| Tabla 12. Propiedades de la roca para los modelos de simulación.  | 102         |
| Tabla 13. Tiempo de simulación empleado por los diferentes enmallados.  | 104         |
| Tabla 14. Propiedades de los componentes utilizados para el modelo de simulación.   | 105         |
| Tabla 15. Condiciones de operación de los pozos utilizados en el modelo de simulación durante la Inyección de Agua.           | 107         |
| Tabla 16. Condiciones de operación de los pozos utilizados en el modelo de simulación durante la Inyección Continua de Vapor. | 109         |
| Tabla 17. Relación de Movilidad para diferentes valores de viscosidad de aceite.  | 116         |
| Tabla 18. Parámetros operacionales del Caso Base  | 120         |
| Tabla 19. Rango de valores de los parámetros operacionales.   | 121         |
| Tabla 20. Parámetros operacionales del caso base  | 129         |

|           |  |     |
|-----------|--|-----|
| Tabla 21. | Rango de valores de los parámetros operacionales.                | 130 |
| Tabla 22. | Valores de presión de inyección utilizados para la sensibilidad. | 133 |
| Tabla 23. | Aceite original en sitio para diferentes espaciamientos.         | 135 |
| Tabla 24. | Mejores escenarios de operación para cada uno de los métodos.    | 138 |

## LISTA DE ANEXOS

|  | <b>Pág.</b> |
|--|-------------|
| <b>ANEXO A.</b> Guía de Simulación para procesos de Inyección de Agua e Inyección Continua de Vapor en el simulador <i>CMG</i> . | 150         |

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES DE RECOBRO APLICADOS EN YACIMIENTOS QUE PRESENTAN ALTAS RELACIONES DE MOVILIDAD\*

**AUTORES:** FLÓREZ OTERO, Favio Alfonso; LÓPEZ LÓPEZ, Sergio Andrés\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Inyección de Agua, Inyección Continua de Vapor, Simulación de Yacimientos, Análisis de Sensibilidad, Relación de Movilidad.

### DESCRIPCIÓN:

En la mayoría de yacimientos petrolíferos del mundo que son producidos mediante recuperación primaria, se logra alcanzar un recobro de aceite entre el 5 y el 25% del petróleo original en sitio, dejando en el yacimiento aproximadamente un 75 – 95% de crudo remanente. Además, debe tenerse en cuenta que en la medida que transcurre la vida productiva del campo, la tasa de producción de aceite comienza a declinar. Estas razones hacen necesaria la implementación de procesos de recobro que contribuyan a mejorar la producción de las reservas potenciales. Para lograr tal fin, a lo largo de la historia, la industria petrolera ha desarrollado varios métodos de recuperación, entre los que se destacan la inyección de agua y la inyección continua de vapor, debido a las ventajas técnicas y operativas que cada uno de ellos presenta.

Sin embargo, existen yacimientos cuyas propiedades del sistema roca-fluidos los hacen candidatos para la implementación de ambas técnicas de recuperación. El principal objetivo del presente trabajo es evaluar y comparar el desempeño que puede presentar el yacimiento durante la aplicación, en forma independiente, de estos dos métodos a partir de una simulación numérica usando un software comercial, y de esta manera determinar el proceso más apropiado para desarrollar basados en los resultados obtenidos.

Además, se elaboró un proceso llamado “sensibilidad de parámetros” al modelo de simulación, con el propósito de observar el grado de influencia que tienen las principales variables operacionales tales como la presión de inyección y de producción, la tasa de inyección y el espaciamiento entre pozos tanto para la inyección de agua como para la inyección continua de vapor. De esta manera se diseñaron los escenarios operacionales bajo los cuales se obtendrían las mejores respuestas con respecto a la recuperación de aceite para cada uno de los métodos convencionales de recobro expuestos.

---

\* Tesis de Pregrado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera

## ABSTRACT

**TITLE:** COMPARATIVE STUDY OF THE CONVENTIONAL RECOVERY METHODS APPLIED IN HIGH MOBILITY RATIO RESERVOIRS\*

**AUTHORS:** FLÓREZ OTERO, Favio Alfonso; LÓPEZ LÓPEZ, Sergio Andrés\*\*

**KEYWORDS:** Waterflooding, Steamflooding, Reservoir Simulation, Sensitivity Analysis, Mobility Ratio.

### DESCRIPTION:

Most oil reservoirs in the world that have been produced by primary recovery, reach an oil recovery between 5 to 25% of the original oil in place, still leaving approximately in the reservoir between 75 to 95% of remaining oil. Furthermore, it is necessary to consider that while passes the field productive life, the oil production rate begins to decline. These reasons make the implementation necessary of a recovery process that contributes to improve the production of the potential reserves. In order to obtain such aim, throughout history, the oil industry has developed several recovery methods, of which the most used are the waterflooding and steamflooding, due to the technical and operative advantages that each one of them presents.

Nevertheless, reservoirs exist whose rock-fluids system properties make them candidates for the implementation of both recovery techniques. The main objective of the present work is to evaluate and to compare the reservoir performance during the application in an independent way, of these two methods from a numerical simulation using a commercial software, thus to determine the appropriate process to apply based on the obtained results.

In addition a process called "sensitivity of parameters" was developed to the simulation model in order to observe the influence degree that can have the main operational variables such as the production and injection pressure, the injection rate and the well spacing as much for the waterflooding like for the steamflooding. This way it is managed to design the operational scenes under which the best answers with respect to the oil recovery for each one of the conventional methods of recovery will be obtained.

---

\* Undergraduate Project.

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.  
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera

## INTRODUCCIÓN

El proceso de extracción de crudo de un yacimiento ha sido fundamental dentro de la economía mundial ya que de él se obtienen recursos tales como combustibles y diferentes materias primas que permiten satisfacer algunas de las necesidades del mundo hoy en día. Con el propósito de cubrir esta gran demanda, la industria petrolera ha desarrollado varios métodos que contribuyen a una mayor recuperación de aceite, de los cuales los más empleados son la inyección de agua y la inyección continua de vapor (métodos convencionales de recobro) debido a las grandes ventajas técnicas y operativas que presentan cada uno de ellos con respecto a otros métodos de recobro.

No obstante, para considerar la aplicación de cualquiera de estos métodos se requiere tener en cuenta los estudios de *screening*, los cuales permiten identificar un rango de aplicación para algunas de las propiedades, tanto de roca como de fluido, y de esta forma lograr que el proceso pueda ser implementado de manera exitosa. Sin embargo, existen yacimientos cuyas propiedades y características permiten pensar en la posible aplicación de distintos métodos de recobro.

Con el fin de pronosticar el comportamiento que presenta un yacimiento bajo estos diferentes esquemas de explotación, la industria ha desarrollado herramientas de simulación las cuales congregan diferentes disciplinas del área de los hidrocarburos como la geología, la petrofísica, la ingeniería de yacimientos y las operaciones de producción. De este modo se obtiene información muy útil acerca de los fenómenos físicos que ocurren al interior del yacimiento que permite un diseño, implementación y operación apropiada del proyecto a escala de campo.

Para evaluar el desempeño de la implementación de los métodos convencionales de recobro en un yacimiento cuyas propiedades lo ubican dentro de sus rangos de aplicabilidad, se utilizó un software comercial para realizar la simulación numérica de los procesos. La variación de parámetros operativos tales como la presión de inyección y de producción, la tasa de inyección y el espaciamiento entre pozos tanto para la inyección de agua como para la inyección continua de vapor se hizo con el objetivo de observar su incidencia sobre la recuperación de aceite durante la aplicación de cada método.

El presente trabajo muestra los resultados obtenidos durante el desarrollo del anterior procedimiento y su análisis permite determinar técnicamente cuál de los métodos convencionales de recobro es el más apropiado para aplicar en el modelo de yacimiento antes de ser realizado directamente en campo.

## 1. MÉTODOS CONVENCIONALES DE RECOBRO

Con el fin de cubrir la gran demanda de hidrocarburos a nivel mundial, la industria petrolera ha desarrollado varios métodos que contribuyen a una mayor recuperación de aceite, de los cuales, la inyección de agua y la inyección continua de vapor son los más implementados, debido a las ventajas técnicas y operativas que presentan. No obstante, la aplicación de cada uno de estos métodos, requiere que el yacimiento presente unas características que permitan su implementación. Sin embargo, en el mundo existen yacimientos en los cuales, estas propiedades no permiten seleccionar en forma directa cuál método se puede aplicar, lo cual genera un grado de incertidumbre al momento de realizar dicha elección.

### 1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO

Antes de la aplicación de un método de recobro en un yacimiento, es indispensable conocer ciertas características propias de la formación y de los fluidos que ella contenga, debido a que influyen directamente en el comportamiento que tenga dicho proceso. Dentro de estas propiedades se pueden citar las siguientes<sup>(11,23,36,41)</sup>:

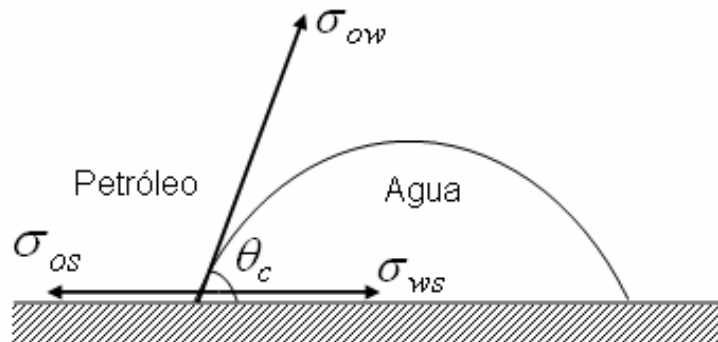
**1.1.1 Tensión Superficial.** Es la fuerza que actúa en la interfase de un líquido con su vapor o aire. Usualmente, se mide en dinas/cm, y puede ser determinada bajo condiciones de yacimiento mediante dos instrumentos (pendant drop y el skimming drop), los cuales usan la imagen de las burbujas de un fluido suspendido en otro. Para el caso del contacto entre el agua y el aire, a temperatura ambiente, la tensión superficial es aproximadamente 73 dinas/cm.

**1.1.2 Tensión Interfacial.** Es la fuerza que actúa en la interfase de dos líquidos inmiscibles. Al igual que la tensión superficial, se mide en dinas/cm. En el caso de un contacto agua-hidrocarburo puro, la tensión interfacial varía entre 30 y 50 dinas/cm. Los valores tanto de la tensión interfacial como de la tensión superficial, varían con la temperatura a la que se encuentran los fluidos.

**1.1.3 Mojabilidad.** Se define como la mayor o menor tendencia que tiene un fluido a adherirse a una superficie sólida o a extenderse sobre ella, en presencia de otra fase inmiscible. Esta propiedad puede ser determinada si se conoce el ángulo de contacto entre las fases líquida y sólida; y dependiendo de dicho valor, se conoce si la formación es mojada por agua o mojada por aceite. Por ejemplo, si el ángulo de contacto es menor a  $90^\circ$ , se dice que el medio poroso es mojado preferencialmente por el agua. Si es mayor a  $90^\circ$ , el aceite moja preferencialmente la superficie sólida.

A partir de una curva de Permeabilidad Relativa vs. Saturación de Agua, se puede establecer el grado de mojabilidad que presenta el medio poroso. Para ello, se tiene en cuenta el punto de intersección entre la curva de  $k_{rO}$  y la de  $k_{rW}$  el cual, si es mayor a 0.5, indica que el sistema es mojado por agua y si es menor que 0.5, es mojado por aceite. Se prefiere un medio poroso mojado por agua a uno mojado por aceite, debido a que por la curva de permeabilidad relativa, el valor del  $S_{or}$  es pequeño, lo que indica la posibilidad de extraer una buena cantidad de aceite del yacimiento, mientras que si es mojado por aceite, la roca tenderá a adherirlo en forma más fuerte, haciendo que sea más difícil su recuperación.

**Figura 1. Mojabilidad en un sistema roca-fluido.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: CRAIG, Forrest. 1971.

**1.1.4 Presión Capilar.** Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. La siguiente ecuación define el cálculo del valor de la presión capilar:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1)$$

Si el sistema es agua-petróleo, la presión capilar se denota como:

$$P_c = P_o - P_w \quad (2)$$

Para un sistema gas-petróleo, se expresa como:

$$P_c = P_g - P_o \quad (3)$$

La presión capilar también puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{2\sigma_{o,w} \cos \theta_c}{r} \quad (4)$$

Es decir, la presión capilar se relaciona con la tensión interfacial fluido-fluido, con la mojabilidad de los fluidos (mediante  $\theta_c$ ), y con el tamaño del capilar. Esta presión, puede ser positiva o negativa; el signo indica en cuál fase, la presión es más baja, la cual, será la fase que moja el capilar.

A partir de las curvas de presión capilar, se pueden determinar datos de saturaciones irreducibles de agua, con el fin de cuantificar la cantidad de aceite residual que permanece en el yacimiento.

**1.1.5 Número Capilar.** Se define como la relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso, y está dado por la siguiente ecuación:

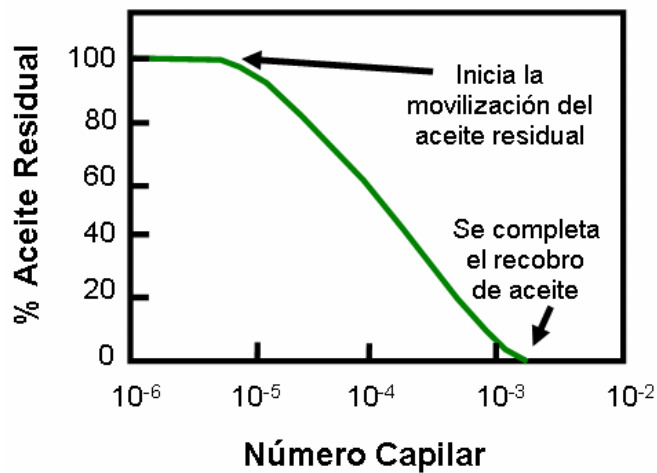
$$Nc = \frac{\eta v}{\gamma \phi} = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} \quad (5)$$

Como se puede observar en la **Figura 2**, para lograr recuperar una mayor cantidad de aceite del medio poroso, es necesario que el número capilar sea menor a  $1 \cdot 10^{-5}$ . Si se quiere diseñar un proceso de recobro terciario, la saturación residual de aceite debe tener un valor cercano al 25%, lo cual requiere que el número capilar alcance una cifra aproximada de  $5 \cdot 10^{-3}$ .

Esto se puede lograr, aumentando las fuerzas viscosas (bien sea la velocidad o la viscosidad), pero las limitaciones en el tamaño de las bombas y la necesidad de evitar la formación de fracturas en el yacimiento, previenen el uso de estos factores para aumentarla en ciertos órdenes de magnitud. Por ello, la mejor alternativa para disminuir las tensiones interfaciales y así, aumentar el número capilar, es la adición de químicos.

De acuerdo con la ecuación 5, si la tensión interfacial es cero, el número capilar llega a ser infinito, y la interfase entre el fluido desplazante y el fluido desplazado desaparece, es decir, el aceite es desplazado misciblemente.

**Figura 2. Correlación entre la saturación residual y el número capilar.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** RÍOS, Edwin. Tesis de Grado 2003.

**1.1.6 Movilidad ( $\lambda$ ).** Es la facilidad con la que un fluido se mueve en el yacimiento. Se determina mediante la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y su viscosidad, mediante la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \tag{6}$$

**1.1.7 Relación de Movilidad.** La relación de movilidad ( $M$ ), se define como la relación entre la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado. Está dada por la siguiente ecuación:

$$M = \frac{(\lambda)_{desplazante}}{(\lambda)_{desplazado}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazado}} \quad (7)$$

Si se obtiene un valor mayor que uno, significa que el fluido desplazante se mueve más fácil que el fluido desplazado. En una inyección de agua, esto no es deseable, debido a que el agua desplazará de manera ineficiente el aceite, haciendo que no se genere un buen barrido dentro del yacimiento. Por ello, para obtener una máxima eficiencia de desplazamiento, el valor de  $M$  debe ser menor o igual que uno.

Para  $M$  mucho más grandes de 1, el frente del fluido desplazante comienza a ser inestable y puede llegar a generar lo que se conoce como digitación viscosa, lo cual ocasionaría que el desplazamiento del aceite sea ineficiente.

De todas las técnicas que existen hoy en día, la inyección de agua y la inyección de vapor, son los métodos más utilizados a nivel mundial, debido a su fácil aplicabilidad, bajos costos de implementación y a las grandes ventajas que presentan cada uno de ellos en la recuperación del aceite que se encuentra disponible en el yacimiento. A continuación se presentan los conceptos fundamentales que rigen estos procesos.

## 1.2 INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua ha recorrido un largo camino desde su “implementación accidental” en el área cercana a la ciudad de Pithole, Pennsylvania hacia 1865. En esta época, se llegó a pensar que la única función del agua era la de mantener la

presión del yacimiento. Solo hasta 1880, se pudo concluir que el agua se introducía en las formaciones productoras y se movía a través de ellas, generando un aumento en la producción de aceite. A mediados de los años 50, este método de recobro era el responsable de más del 10% de la producción total de aceite en Estados Unidos. En el año de 1986, este valor estaba muy cercano al 50%. Este escenario no es muy diferente al del resto del mundo, especialmente en los principales países productores como Rusia y el Medio Oriente. Un buen ejemplo es el gigantesco campo de Ghawa en Arabia Saudita, ya parcialmente bajo inyección de agua.

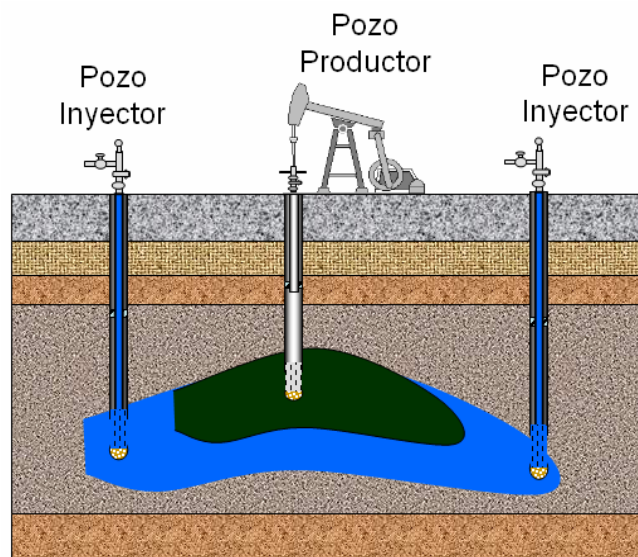
Los primeros ensayos de inyección de agua se hicieron inyectando en un solo pozo. A medida que los pozos aledaños comenzaban a tener una alta relación agua-aceite, se convertían en inyectoras, lo cual incrementaba el volumen inundado del yacimiento. A esta técnica se le denominó “inundación en círculo”. Como modificación de esta técnica, la Forrest Oil Corp. convirtió una serie de pozos en inyectoras de agua, formando un arreglo en línea. En 1924, se ensayó el primer proceso de inyección en un arreglo de cinco puntos, en el campo Bradford<sup>(34)</sup>.

En Colombia, los primeros proyectos de inyección de agua se llevaron a cabo en la formación Barco y en el campo La Cira. En la formación Barco, se utilizó un arreglo regular de siete puntos, mientras que en La Cira, se utilizaron arreglos irregulares, debido a la distribución de los pozos ya existentes en el yacimiento.

**1.2.1 Tipos de Inyección.** De acuerdo con la posición de los pozos inyectoras y de los productores, la inyección de agua puede llevarse a cabo de dos formas<sup>(33)</sup>:

**1.2.1.1 Inyección Externa.** Llamada también inyección periférica, consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento, tal como se observa en la **Figura 3**.

**Figura 3. Inyección Externa o Periférica.**



**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

Las ventajas que presenta este tipo de inyección, son las siguientes:

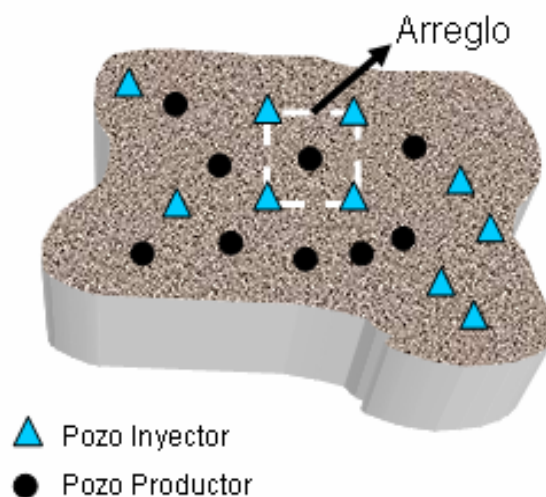
- 🚧 Se utilizan pocos pozos de inyección.
- 🚧 No requiere la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar viejos pozos productores como pozos inyectores, lo cual, disminuye los costos de inversión.
- 🚧 No es indispensable una buena descripción del yacimiento.
- 🚧 Proporciona un alto recobro de aceite con una mínima producción de agua, lo cual disminuye costos en las facilidades de superficie para la separación agua-aceite.

Entre las desventajas, se encuentran:

- ✚ Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
- ✚ Debe existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
- ✚ El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo que la recuperación de la inversión es a largo plazo.

**1.2.1.2 Inyección Interna.** Conocida también como inyección en arreglos o dispersa. Su nombre se debe a que el agua se inyecta dentro de la zona de petróleo a través de un apreciable número de pozos inyectoros que junto con los pozos productores, forman un arreglo geométrico, tal como se observa en la **Figura 4.**

**Figura 4. Inyección Interna.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** PARIS DE FERRER, Magdalena. 2001.

Las ventajas de este tipo de inyección son:

- Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas, debido a la pequeña distancia entre el productor y el inyector.
- Reduce el tiempo de agotamiento del yacimiento.
- La selección de este tipo de inyección, se hace con base en la geometría del yacimiento.

Las desventajas que presenta, son:

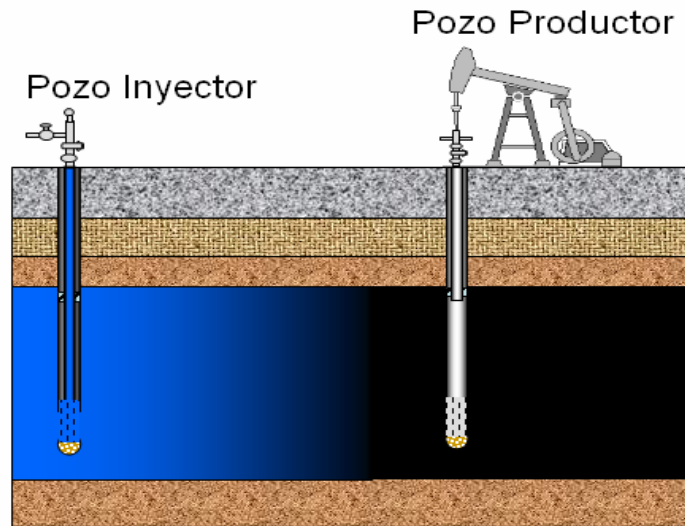
- Requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
- Se necesita de una buena descripción del yacimiento.
- Poca influencia del drenaje por gravedad.

**1.2.2 Tipos de Desplazamiento.** El desplazamiento de petróleo a través del medio poroso, puede ser de dos tipos:

**1.2.2.1 Pistón sin Fugas.** Este tipo de desplazamiento ocurre cuando el agua hace un buen barrido dentro del yacimiento, haciendo que se produzca la mayor cantidad del petróleo que se encuentra en la formación. La **Figura 5**, representa un desplazamiento tipo pistón sin fugas.

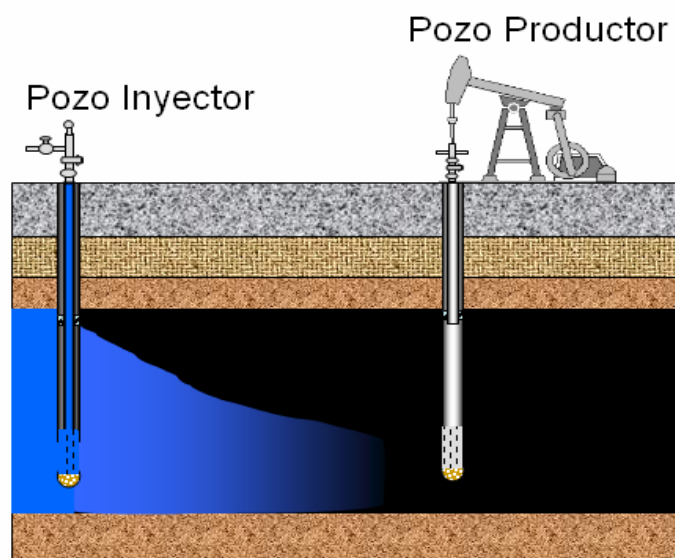
**1.2.2.2 Pistón con Fugas.** En este tipo de desplazamiento, existe una cantidad considerable de fase desplazada que queda detrás del frente del pistón, tal como se ilustra en la **Figura 6**.

**Figura 5. Desplazamiento Tipo Pistón sin Fugas.**



**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

**Figura 6. Desplazamiento Tipo Pistón con Fugas.**



**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

Generalmente dentro de un proceso de inyección de agua, el tipo de desplazamiento que se presenta es el tipo pistón con fugas, debido a que los yacimientos presentan un alto grado de heterogeneidad.

**1.2.3 Etapas de un Proceso de Inyección de Agua.** El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, debido a que con el tiempo se presentan cambios en las saturaciones, lo cual ocasiona variaciones en las permeabilidades relativas, y en las presiones. Para estudiar estos cambios, se denotan cuatro etapas que se presentan en un yacimiento homogéneo sometido a una inyección de agua.

**1.2.3.1 Condiciones Iniciales.** Durante esta etapa, se observan las características que presenta el yacimiento antes de dar inicio al proceso de desplazamiento con agua.

**1.2.3.2 Inyección.** El comienzo de la inyección de agua está acompañado por un aumento en la presión del yacimiento, la cual es mayor en los pozos inyectoros y disminuye hacia los productores. A medida que continúa la inyección, parte del petróleo se desplaza hacia delante para formar un banco de petróleo. Detrás de él, se forma el banco de agua, en donde están el agua inyectada y el petróleo residual.

**1.2.3.3 Ruptura.** Se dice que el frente de agua ha alcanzado la ruptura en el momento en que el agua aparece en el pozo productor.

**1.2.3.4 Después de la ruptura.** Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a medida que se continúa produciendo aceite, hasta el punto en el cual, el proceso de inyección no sea económicamente rentable.

**1.2.4 Patrones de Inyección.** La eficiencia areal de barrido depende en gran parte de la distribución geométrica existente entre los pozos inyectoros y productores. De acuerdo con esta distribución, los arreglos pueden ser geométricos o irregulares. Un arreglo es geométrico, si los pozos inyectoros y productores, se distribuyen de tal manera que forman ciertos patrones geométricos conocidos. Los arreglos irregulares corresponden a campos viejos, en los cuales los pozos están distribuidos en forma desordenada.

Para cualquier arreglo de pozos que se establezca, se utilizan las siguientes convenciones:

● Pozo Productor

▲ Pozo Inyector

- a Distancia más corta entre pozos del mismo tipo (inyector-inyector, productor-productor), que se encuentran en una misma fila, uno a continuación del otro.
  
- d Distancia más corta entre pozos de diferente tipo (inyector-productor), situados uno a continuación del otro, en una misma fila.

En la **Tabla 1**, se presenta un resumen de los arreglos geométricos de inyección utilizados en la industria.

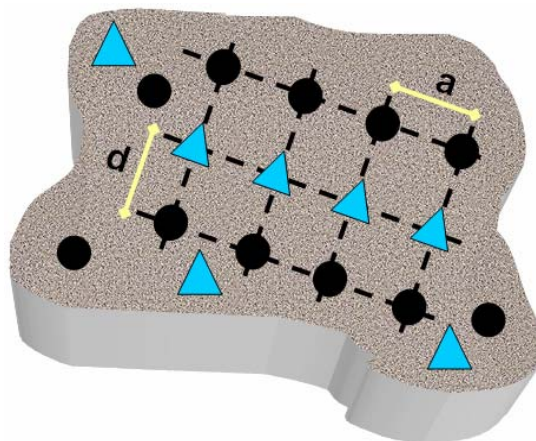
**Tabla 1. Arreglos de Pozos.**

| TIPO DE ARREGLO        | PATRÓN REQUERIDO           |
|------------------------|----------------------------|
| Línea Directa          | Rectángulo                 |
| Línea Alterna          | Líneas desfasadas de pozos |
| Cinco Puntos           | Cuadrado                   |
| Cinco Puntos Invertido | Cuadrado                   |
| Siete Puntos           | Triángulo Equilátero       |
| Siete Puntos Invertido | Triángulo Equilátero       |
| Nueve Puntos           | Cuadrado                   |
| Nueve Puntos Invertido | Cuadrado                   |

**TOMADA Y MODIFICADA DE:** PARIS DE FERRER, Magdalena. 2001.

**1.2.4.1 Arreglo en Línea Directa.** En este patrón de inyección, los pozos inyectoros se localizan frente a los pozos productores, tal como se observa en la siguiente figura.

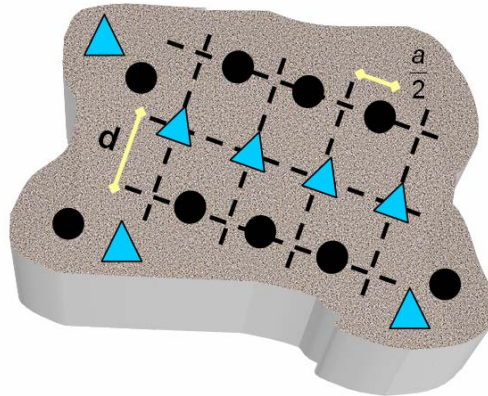
**Figura 7. Arreglo en Línea Directa.**



**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

**1.2.4.2 Arreglo en Línea Alterna.** Es una variación del arreglo en línea directa, en el cual, los pozos inyectoros se desplazan sobre su línea, una distancia  $a/2$ .

**Figura 8. Arreglo en Línea Alterna.**

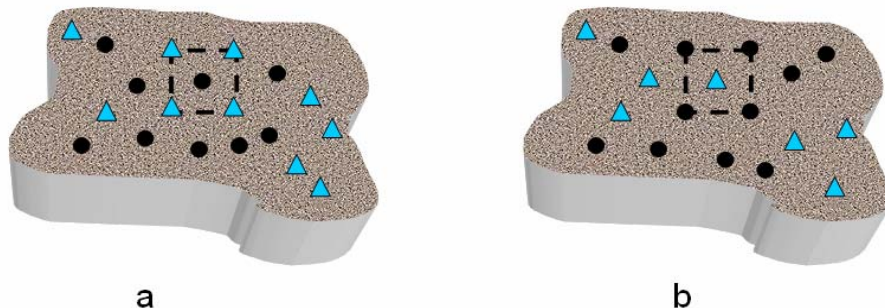


**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

**1.2.4.3 Arreglo de Cinco Puntos.** Es el tipo de arreglo más utilizado. Es altamente conductivo, ya que la vía de flujo más corta, es una línea recta entre el inyector y el productor. Además, presenta una buena eficiencia de barrido. Puede ser normal, si contiene cuatro inyectores y un productor, o invertido, si contiene un inyector y cuatro productores, tal y como se presenta a continuación.

**Figura 9. Arreglo de Cinco Puntos.**

- a. Patrón Normal
- b. Patrón Invertido



**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

**1.2.4.4 Arreglo de Siete Puntos.** Este tipo de arreglo tiene dos pozos inyectoras por cada pozo productor y se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja. Al igual que el arreglo de cinco puntos, puede ser normal o invertido.

**Figura 10. Arreglo de Siete Puntos.**

- a. Patrón Normal
- b. Patrón Invertido

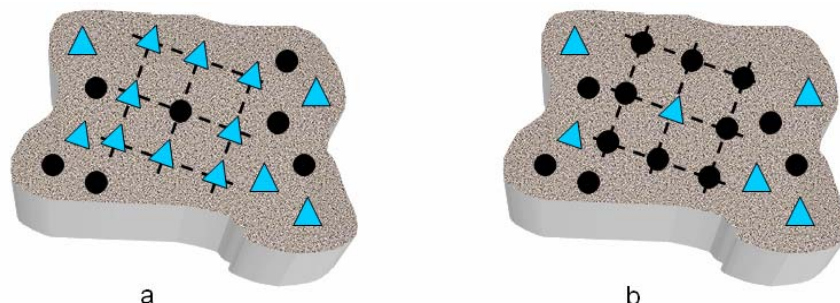


**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

**1.2.4.5 Arreglo de Nueve Puntos.** Este tipo de arreglo puede desarrollarse con pozos perforados formando un cuadrado, con los pozos de inyección en los vértices y puntos medios de los lados del cuadrado y con el pozo productor ubicado en su centro. Para el caso del patrón invertido, el pozo que está en el centro del cuadrado, es el inyector.

**Figura 11. Arreglo de Nueve Puntos.**

- a. Patrón Normal
- b. Patrón Invertido



**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son principalmente: la forma original en que ha sido producido el yacimiento, la viscosidad de los fluidos y la razón de movilidad. Todos los arreglos individuales mencionados anteriormente, pueden ser repetidos para formar un arreglo regular de pozos, excepto para los arreglos irregulares y el patrón de cinco puntos invertido, el cual se utiliza como un solo tipo de arreglo en el yacimiento.

**1.2.5 Factores que influyen en la Inyección de Agua.** La inyección de agua, es una de las estrategias de desarrollo más importantes en la mayoría de los yacimientos de aceite, ya que permite la recuperación del crudo que se encuentra almacenado en el yacimiento. Pero debido a que no todos los yacimientos presentan el mismo comportamiento frente al desplazamiento con agua, es necesario tener en cuenta algunos factores que afectan este desempeño.

#### **1.2.5.1 Factores de Yacimiento**

🚧 **Geometría del Yacimiento.** Este parámetro es de gran importancia, debido a que la estratigrafía y la estructura de la formación, controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido.

A menudo es importante, realizar un análisis de la geometría del yacimiento y de su comportamiento pasado, con el fin de definir la presencia de un acuífero, la existencia de fallas, presencia de lutitas o de cualquier otro tipo de barrera impermeable, y así, decidir si es necesario implementar o no la inyección. Para el caso de un yacimiento altamente fallado, el uso de este método de recobro secundario se hace poco recomendable.

🚧 **Litología.** La evaluación de los efectos litológicos en una inyección de agua, requiere además de pruebas de laboratorio, de un estudio detallado del

yacimiento. Existen evidencias de laboratorio que indican una variación en la saturación de petróleo residual después de efectuar una inyección de agua, debido a cambios en la composición mineralógica de los granos de la arena, y del material cementante. Además, se puede presentar taponamiento en los poros de la roca, debido al hinchamiento de algunos minerales arcillosos al contacto con el agua.

✚ **Profundidad del yacimiento.** Es otro de los factores que debe considerarse cuando se aplica una inyección de agua. Si el yacimiento está a gran profundidad, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ✚ Las saturaciones de petróleo residual son más bajas, debido al volumen de gas en solución que estuvo disponible para obtener el fluido por flujo natural.
- ✚ Si el yacimiento presenta un alto grado de uniformidad lateral, se requiere utilizar una mayor presión y un espaciamiento más amplio.

Por el contrario, si el yacimiento es somero, se debe tener en cuenta la presión crítica de inyección, la cual no debe exceder la presión estática de la columna de roca suprayacente, ya que generaría fracturas que ocasionarán la canalización del agua inyectada.

✚ **Heterogeneidad del yacimiento.** Uno de los parámetros principales que se debe tener en cuenta para la implementación de un proyecto de recobro, es el coeficiente de Variación de Permeabilidad ( $V$ ) o comúnmente llamado heterogeneidad del yacimiento, puesto que este factor afecta la eficiencia de barrido, así como la distribución de presión y la velocidad del fluido. Para su determinación, se utiliza el método de “Dykstra & Parsons”.

$$V = \frac{(K_{50\%} - K_{84\%})}{K_{50\%}} \quad (8)$$

✚ **Propiedades de la Roca y del Fluido.** En cualquier método que se implemente dentro del yacimiento para recuperar el fluido que se encuentra en él, es fundamental conocer las propiedades de la roca y del fluido, con el fin de obtener un mejor conocimiento de la formación y así extraer una mayor cantidad de hidrocarburo. A continuación, se describen las propiedades que se deben tener en cuenta dentro de un proceso de desplazamiento inmisible.

✚ **Permeabilidad ( $k$ ).** Se define como la facultad que presenta un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. Los valores de permeabilidad son afectados por la presión de sobrecarga; el tamaño, empaquetamiento, forma y distribución de los granos. La magnitud de este parámetro, controla en gran parte la tasa a la cual se debe hacer la inyección de agua. Si se observan grandes variaciones en la permeabilidad en estratos individuales dentro del yacimiento, y si estos estratos mantienen su continuidad sobre áreas extensas, el agua inyectada alcanzará la ruptura en forma temprana dentro de los estratos que presenten un mayor valor de esta propiedad, haciendo que el barrido sea ineficiente, presentándose un menor desplazamiento del fluido a través del yacimiento.

✚ **Porosidad ( $\phi$ ).** Este factor determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado. Es importante tener un dato confiable de porosidad, ya sea a partir de registros de pozo tales como el perfil eléctrico de inducción, el perfil sínico, el micro-log, entre otros.

✚ **Saturación de agua connata ( $S_{WC}$ ).** Es la saturación de agua en el yacimiento, al momento de su descubrimiento. Generalmente se considera inmóvil, pero cuando se inyecta agua al yacimiento, es la primera que se produce. Para una roca mojada por agua, esta saturación varía entre 20 y 25%, mientras que para una mojada por aceite, es menor del 15%.

✂ **Aceite Residual ( $S_{or}$ ).** Es el petróleo que después de un proceso de desplazamiento queda en la zona barrida del yacimiento. Para el caso de una roca mojada por agua, el valor del  $S_{or}$  es generalmente alto (35% del volumen poroso); mientras que para una roca mojada por aceite, el petróleo residual es de un 15% del volumen poroso.

Además de las propiedades mencionadas anteriormente se deben tener en cuenta otras como la mojabilidad, movilidad, relación de movilidades, tensión superficial e interfacial, las cuales fueron descritas anteriormente.

**1.2.5.2 Factores Operacionales.** En esta sección, se hace una breve descripción de los parámetros que tienen influencia en el desempeño de una inyección de agua en un yacimiento.

🚧 **Tasa de inyección.** Un estudio desarrollado por Craig<sup>(11)</sup>, concluyó que es imposible establecer un valor exacto para la tasa de inyección de agua, ya que existe un amplio rango en las propiedades petrofísicas y del fluido de todos los yacimientos.

La tasa de inyección es una variable clave en la evaluación de un proceso de inyección de agua. Los valores específicos dependen de las propiedades petrofísicas del yacimiento, de la interacción roca-fluido, el espaciamento, y la caída de presión.

Cuando las tasas de inyección no se conocen, es posible realizar su cálculo, a partir de ecuaciones sencillas. Para operaciones de inyección de agua, pueden presentarse dos casos, que deben ser analizados. Si la inyección se realiza antes que se desarrolle un desplazamiento del gas, el sistema, puede ser considerado como si tuviera solo líquido.

Otro caso que se presenta, es cuando ocurre un desplazamiento del gas durante la etapa de producción primaria, empuje por gas en solución. Para este caso, la tasa de inyección cae en la medida que el gas es desplazado<sup>(13,24)</sup>.

🚧 **Presión de inyección.** El inicio de un proyecto de inyección de agua depende de diferentes variables de los yacimientos, entre las cuales pueden citarse los mecanismos de producción, la presión inicial, la presencia de acuíferos y/o capas de gas, y las propiedades de los fluidos, en particular la presión de burbuja, entre otros.

Al respecto, Craig<sup>(11)</sup> recomienda que la presión óptima a la cual se debe realizar la inyección, es la del punto de burbuja incrementada en 500 psia. A la presión de burbuja, la viscosidad del crudo está en su mínimo valor, lo cual mejora la movilidad y el barrido areal. Además 1 STB representa la máxima cantidad de aceite del yacimiento, por lo tanto ocupa un volumen más grande y consecuentemente una alta permeabilidad relativa al aceite. Adicionalmente en el punto de burbuja, los pozos productores están en su más alto índice de productividad, y no hay respuesta retardada a la inyección de agua pues no existe saturación de gas libre en el yacimiento.

🚧 **Espaciamiento entre pozos.** En 1945, Craze y Buckley<sup>(12)</sup>, concluyeron que la eficiencia en el recobro, depende del espaciamiento entre pozos. Algunos expertos consideran que este parámetro es un factor clave para solucionar los problemas en el recobro, causados por la heterogeneidad.

Un estudio realizado en un campo sometido a inyección de agua, mostró que el efecto del espaciamiento sólo es apreciable, cuando el estudio del yacimiento es efectuado por secciones. Allí se muestra que a bajas permeabilidades, el factor de recobro depende del espaciamiento<sup>(28)</sup>.

### 1.3 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

El uso de la inyección continua de vapor comienza a principios de la década de 1930, cuando se inyectó vapor por 235 días en una arena de 18 pies de espesor, a una profundidad de 380 pies, en la parcela de Wilson y Swain, cerca de Woodson, Texas. Según Stovall<sup>(40)</sup>, la presión de inyección estuvo entre 150 y 200 psia y la tasa de inyección entre 100 y 150 barriles de agua equivalente por día, aunque el vapor fue inyectado diariamente sólo durante 4 horas, en los últimos 70 días. No hay registro aparente de un proceso inyección de vapor en los siguientes 20 años, hasta el proyecto piloto que funcionó en Yorba Linda, California. Los primeros proyectos de inyección de vapor en gran escala se realizaron en Schoonebeek, Holanda y Tía Juana en Venezuela<sup>(35)</sup>.

Los dos campos más representativos a nivel mundial son Kern River en California, Estados Unidos y Duri en Sumatra, Indonesia. El campo Duri posee un petróleo con 20 °API en promedio, es somero (500 - 600 pies), tiene un espaciamiento entre pozos de 3.8 acres. Por recuperación primaria se alcanzó un factor de recobro del 7%, y por efecto del calentamiento con vapor, en algunas áreas el factor de recobro total alcanza el 70%. Esto hace que el campo se constituya en la operación de inyección de vapor más grande del mundo, en términos de producción de petróleo y de vapor inyectado.

El campo Kern River posee un petróleo con 14° API en promedio, su profundidad oscila entre 900 y 1100 pies, el espaciamiento entre pozos es de 2.6 acres y presenta un factor de recobro parcial desde que comenzó la inyección igual al 47%. Antes de descubrir el campo Duri, se consideraba el proyecto más grande del mundo, aunque en Estados Unidos lo sigue siendo.

El desplazamiento con vapor de crudos medianamente livianos (>22° API) también tuvo sus raíces en California. En los sesenta, una de las primeras pruebas se realizó en el campo Brea cerca de los Ángeles.

A pesar que la aplicación de la inyección continua de vapor está dirigida principalmente a los yacimientos de crudo pesado, los crudos livianos tienen una posición prometedora hoy en día.

En Colombia hasta el momento no se ha realizado el primer piloto de inyección continua de vapor, solo se ha trabajado la inyección cíclica, en los campos Teca y Jazmín.

**1.3.1 Descripción del proceso**<sup>(5,17,29,38)</sup>. La inyección continua de vapor, es un proceso de desplazamiento, el cual, consiste en inyectar vapor en forma continua a través de algunos pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos tal como en la inyección de agua.

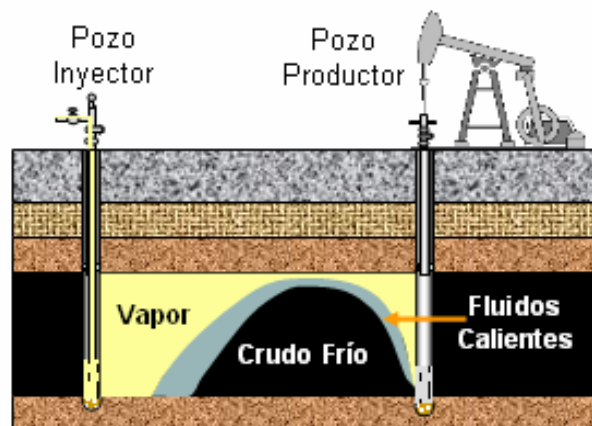
Cuando el vapor llega a la zona cañoneada del pozo inyector, se eleva por diferencia de densidad con respecto a los otros fluidos que se encuentran en el yacimiento, hasta que alcanza una barrera impermeable. Luego, se distribuye lateralmente hacia los pozos productores, hasta que ocurre su irrupción. Después, el volumen de vapor se desplaza hacia abajo a medida que el petróleo es producido por drenaje gravitacional.

En la inyección continua de vapor, tanto el pozo inyector como el productor son cañoneados en la sección inferior de la zona de interés. El inyector, porque el vapor se eleva hacia la parte superior del intervalo productivo. En el productor se hace con el fin de reducir la producción de vapor.

Normalmente, éste método se aplica luego de haber estimulado el pozo con vapor, ya que es poco factible en un yacimiento frío, debido a la alta resistencia al flujo cerca a los pozos productores, especialmente en el caso de aceites viscosos. Desde el punto de vista de recuperación, es un proceso que presenta mejores perspectivas de recobro, entre un 40 y 50%, en relación a la inyección cíclica de vapor (5 a 15%).

La siguiente figura, es una representación esquemática del proceso de inyección continua de vapor.

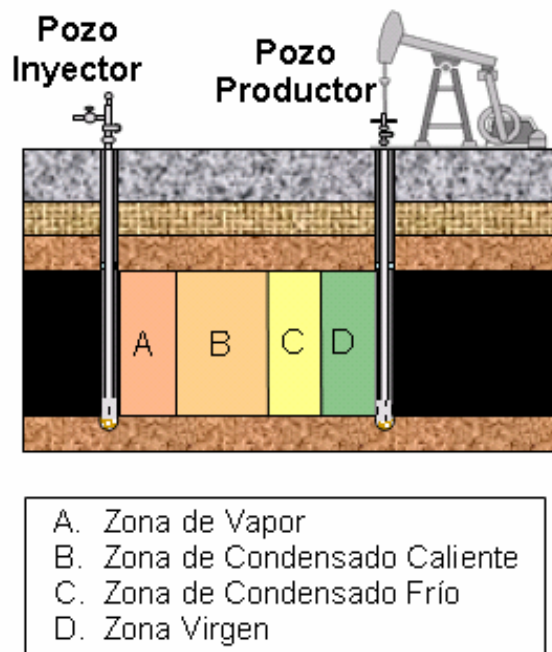
**Figura 12. Esquema general de un proceso de Inyección Continua de Vapor.**



FUENTE: FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

**1.3.2 Regiones formadas durante una Inyección Continua de Vapor**<sup>(2,16,17,38)</sup>. A medida que el vapor avanza a través del yacimiento, desde el pozo inyector hacia el productor, se forman varias regiones de diferentes temperaturas y saturación de fluidos. Estas regiones son conocidas como Zona de Vapor, Zona de Condensado Caliente, Zona de Condensado Frío y Zona Virgen, tal como se indica en la **Figura 13**.

Figura 13. Regiones formadas en un proceso de Inyección Continua de Vapor.



FUENTE: FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

- ✚ **Zona de Vapor.** En la zona alrededor de los pozos de inyección, coexisten tres fluidos: agua, aceite y gas. A medida que el vapor entra en el yacimiento, éste forma una zona saturada de vapor alrededor del pozo, la cual tiene una temperatura aproximadamente igual a la del vapor inyectado y se expande a medida que avanza la inyección. En esta zona, la saturación de aceite alcanza su valor más bajo, debido a que está expuesto a la alta temperatura que tiene el vapor.
- ✚ **Zona de Condensado Caliente.** A medida que el vapor de agua se condensa, los componentes más livianos del crudo, también se condensan, creando un banco de destilados ligeros, justo adelante del frente de vapor. Este banco, extrae más aceite de la formación, por medio de un desplazamiento miscible de la fase aceite.

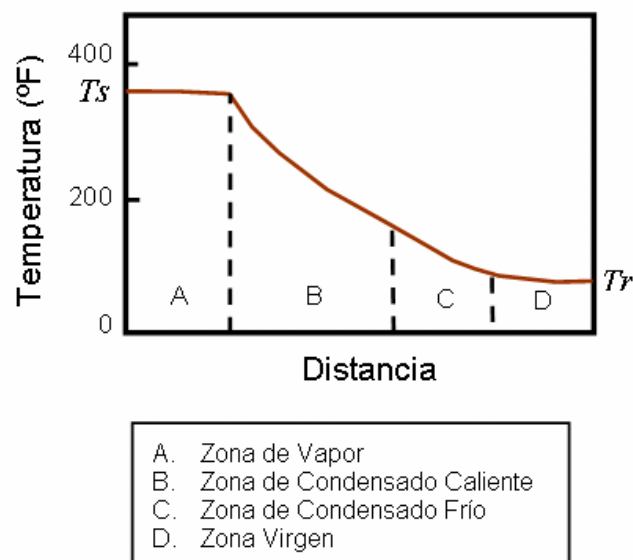
La alta temperatura en esta zona, también produce reducción en la viscosidad del aceite, lo cual aumenta su movilidad, ocasionando que las saturaciones finales sean más bajas que las encontradas en un desplazamiento con agua convencional.

✚ **Zona de Condensado Frío.** El aceite movilizado es empujado hacia delante por el avance de los frentes de vapor y agua caliente. Con el tiempo, el vapor inyectado se condensa y se enfría hasta la temperatura del yacimiento, originando un banco de aceite frío, el cual, tiene una saturación de aceite mayor que la inicial. De aquí en adelante, el desplazamiento, es idéntico al de una inyección de agua convencional.

✚ **Zona Virgen.** Es la zona que no ha sido afectada por el calor y esencialmente, contiene la saturación original de fluidos.

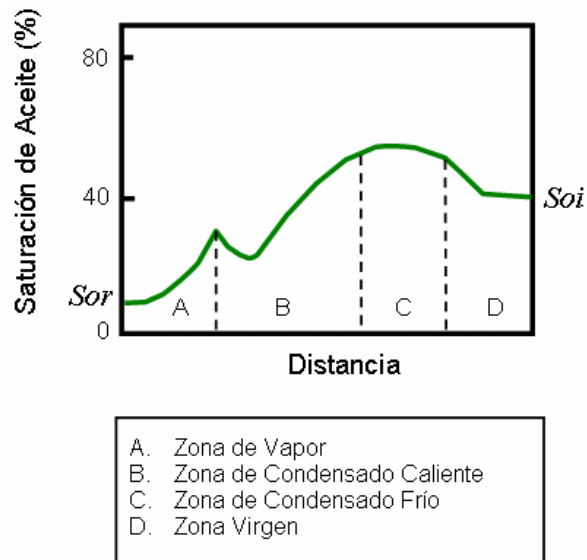
En las **Figuras 14 y 15**, se presentan las variaciones en la temperatura y la saturación de aceite durante un proceso de inyección de vapor, respectivamente.

**Figura 14. Distribución de Temperatura.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** WU, Ching H. Paper SPE 6550

**Figura 15. Distribución de la Saturación de Aceite.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** WU, Ching H. Paper SPE 6550

**1.3.3 Mecanismos de Desplazamiento**<sup>(2,16,17,42)</sup>. En ingeniería de yacimientos, la palabra mecanismo implica un proceso de desplazamiento de aceite asociado con una cierta energía de empuje, por ejemplo, empuje por gas en solución, empuje de agua, entre otros. En una inyección continua de vapor, los procesos involucrados, son mucho más complejos. Por eso, el significado de la palabra mecanismo, se amplía para involucrar tanto procesos de desplazamiento de aceite, como alteraciones de las propiedades del proceso, que hacen que la recuperación de aceite sea más efectiva.

Los mecanismos de desplazamiento en una inyección de vapor, están íntimamente relacionados con los efectos de la temperatura en las propiedades de la roca y del fluido ocasionados por la inyección de vapor.

Las características del calentamiento de la formación por este proceso son:

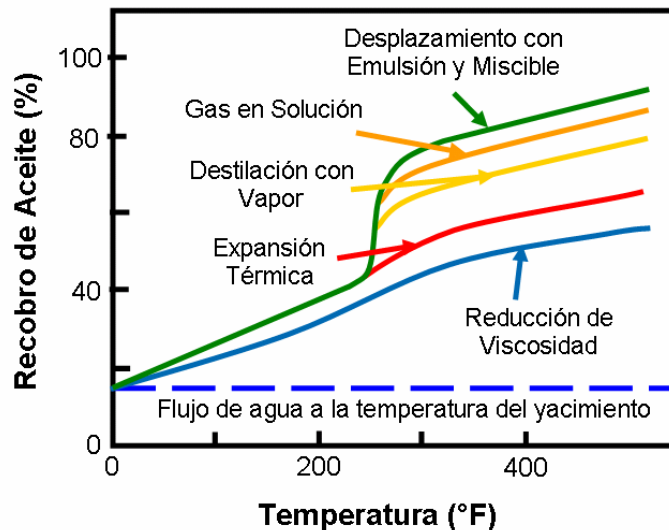
- ✚ Incremento en la temperatura de la roca y del fluido del yacimiento, por conducción y convección del calor.
- ✚ Reducción de las viscosidades del aceite y del agua.
- ✚ Incremento en los volúmenes de roca y fluido, generando una disminución en sus densidades.
- ✚ Volatilización de las fracciones ligeras del crudo.
- ✚ Reducción de las fuerzas interfaciales.
- ✚ Cambios en las permeabilidades al agua y al aceite.

Estos fenómenos térmicos no ocurren uniformemente a través de todo el volumen involucrado en la inyección, sino que algunos son más notorios en ciertas partes de la región afectada que otros.

El mecanismo dominante en un proceso de desplazamiento con vapor, depende del tipo de aceite del yacimiento. Por ejemplo, la reducción de la viscosidad y la destilación con vapor, pueden ser los mecanismos más importantes en el recobro de crudo pesado, mientras que la expansión térmica y la destilación con vapor, pueden ser los mecanismos más influyentes en el recobro de aceites convencionales.

La siguiente figura, es una gráfica típica que muestra la contribución de cada mecanismo en el recobro de aceite para un yacimiento de crudo pesado, durante un proceso de inyección continua de vapor.

Figura 16. Contribución de cada mecanismo al recobro de aceite.



TOMADA Y MODIFICADA DE: GALVIS, Pedro. Tesis de Grado 1987.

**1.3.3.1 Destilación con Vapor<sup>(5,17,42)</sup>.** Es un proceso de separación de las fracciones livianas del crudo por acción del vapor. Este proceso involucra 4 fases: aceite, agua, vapores y la matriz de la roca.

Si el agua y el aceite son considerados inmiscibles, la presión de ebullición de la mezcla líquida, es la suma de las presiones de vapor individuales, a la temperatura del sistema. Si la presión de ebullición es mayor o igual que la presión del sistema, la cual, es la suma de las presiones parciales del vapor y los hidrocarburos gaseosos, entonces, la mezcla líquida alcanzará el punto de ebullición y emanará componentes gaseosos. Si se considera que la zona de vapor está a presión constante, la temperatura de ebullición de la mezcla líquida siempre será menor o igual que la de cualquiera de las fases. Como consecuencia, las fracciones livianas del crudo son volatilizadas a temperaturas menores o iguales que la temperatura de ebullición del agua.

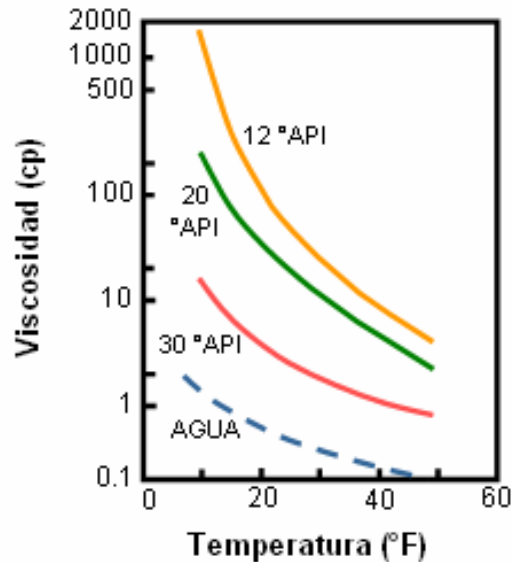
Este fenómeno se dará predominantemente en la zona de vapor. Consiste en la volatilización de los componentes más livianos del petróleo, los cuales son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en zonas de menor temperatura. El petróleo delante de la zona de vapor, se hace cada vez más rico en componentes livianos, originándose con ello, extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aumentando así su recuperación.

El porcentaje de recuperación por este mecanismo, depende de la composición del crudo y variará de un yacimiento a otro. Su aporte se hace más significativo que el de la reducción de la viscosidad, en crudos medianamente livianos, mientras que en los pesados, ocurre lo contrario.

**1.3.3.2 Reducción de la Viscosidad<sup>(42)</sup>.** Es el mecanismo más importante en la zona de condensado caliente. Una reducción significativa en la viscosidad del aceite, resulta en un incremento en su tasa de flujo y el desplazamiento de aceite por agua caliente es más eficiente.

La **Figura 17** muestra la variación de la viscosidad con la temperatura, para crudos de 12, 20 y 30 °API. Como la temperatura se incrementa desde los 100 °F hasta los 350 °F, el crudo de 12 °API tiene una reducción aproximadamente de 265 veces en su viscosidad. Para el caso del crudo de 20 °API, la reducción es de 35 veces y para el de 30 °API, es de 11 veces. Puesto que la tasa de flujo es inversamente proporcional a la viscosidad, tal reducción, incrementará la tasa de producción de aceite a alta temperatura. De igual forma, la viscosidad del agua se reduce, aunque en menor proporción (5 veces), por lo que su tasa de producción aumenta, cuando se incrementa la temperatura. 10 °API

**Figura 17. Variación de la viscosidad con la temperatura.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** WU, Ching H. Paper SPE 6550.

Como la viscosidad del aceite es reducida en la zona de condensado caliente, el aceite es rápidamente desplazado desde una región de alta temperatura hasta un área donde es considerablemente baja, ocasionando un incremento en su viscosidad y por consiguiente, una disminución en su movilidad. Por este motivo, se formará un banco de aceite, el cual es responsable de las altas tasas de producción y las bajas relaciones agua-petróleo. La formación de un banco de petróleo y la saturación de aceite en él, dependerá tanto de las viscosidades del aceite y del agua, como de las permeabilidades relativas.

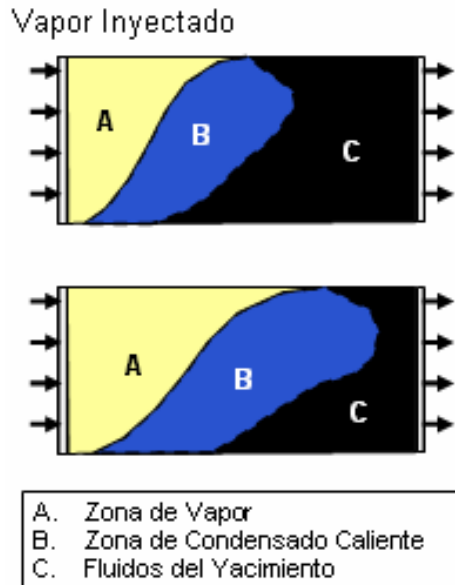
**1.3.3.3 Expansión Térmica<sup>(17,42)</sup>.** Es también un mecanismo muy importante en la zona de condensado caliente. Este fenómeno, incrementa las saturaciones de fluido y reduce las densidades de los líquidos. Además, tiene dos efectos en los procesos de recuperación de aceite:

- ✚ Incrementa la tasa de flujo debido al aumento en la saturación de aceite.
- ✚ Mejora la eficiencia de desplazamiento del agua caliente cuando se combina con una reducción en la saturación residual de aceite debido al incremento en la temperatura.

La magnitud de la expansión, dependerá del tipo y composición del aceite, siendo más efectiva en la recuperación de aceites livianos que para aceites pesados.

**1.3.3.4 Segregación Gravitacional<sup>(16)</sup>.** Este fenómeno ocurre debido a que la densidad del vapor es menor que la del agua y el aceite, lo cual hace que éste alcance el tope de la arena. El aceite calentado por el vapor, se expande y se hace más liviano y menos viscoso, permitiendo que el vapor avance más rápido en la en la parte superior de la zona productora. Como resultado, el yacimiento se divide en dos partes, una zona superior, invadida por vapor en el tope; y una zona no invadida en la base. Inicialmente, el vapor en la zona superior se distribuye arealmente, pero como la inyección continúa, éste se expande hacia abajo, forzando el agua caliente hacia delante, como se indica en la **Figura 18**. De este modo, el aceite en la interfase entre el vapor y la zona de agua caliente se produce, incrementando el recobro final.

**Figura 18. Efecto de la temperatura en la relación de viscosidad agua-aceite.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** GALVIS, Pedro. Tesis de Grado 1987.

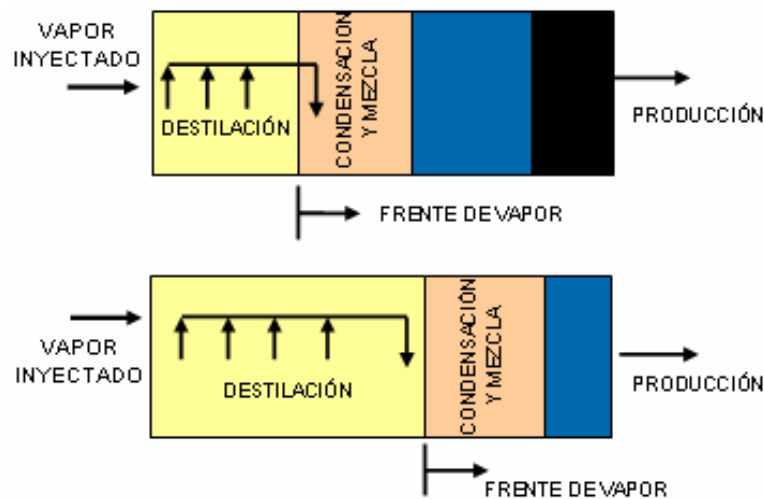
Además de estos mecanismos, existen otros que también aportan a la producción de aceite durante una inyección continua de vapor, aunque en menor proporción.

**1.3.3.5** Condensación y Desplazamiento Miscible de la fase aceite<sup>(16)</sup>. Una gran porción de la fracción de aceite ligero destilado con vapor, es arrastrada desde la región de flujo de vapor a una región fría, en donde se condensan tanto el vapor como el aceite. Dicha condensación es un mecanismo importante de recobro de aceite en la región de flujo de agua caliente.

La condensación del vapor origina la formación de agua caliente, la cual es más viscosa que el vapor y tiende a reducir su digitación. Este condensado fluye con el aceite, originando un mecanismo de empuje por agua caliente.

La fracción de aceite liviano condensado, se mezcla y se diluye en el aceite in-situ que encuentra a su paso, reduciendo su viscosidad y por consiguiente, facilitando su desplazamiento. Además, este aceite liviano extrae una fracción adicional también de livianos del aceite que encontró. En consecuencia, el banco de aceite liviano actúa como solvente, el cual se incrementa a medida que se mueve a través de la formación. El resultado, es un desplazamiento miscible de la fase aceite, incrementando en una pequeña proporción el recobro final. Este fenómeno puede observarse en la **Figura 19**.

**Figura 19. Condensación y Desplazamiento Miscible de la fase aceite.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** WU, Ching H. Paper SPE 6550.

La dilución y extracción de aceite en la región de flujo de agua caliente, tiene dos importantes efectos:

- ✚ Disminuye la viscosidad del aceite y por consiguiente su saturación residual.
- ✚ El porcentaje de fracciones pesadas en el aceite residual en la parte final de la región de flujo de agua caliente, disminuyen, debido a que dicho aceite puede ser destilado por vapor y solo una pequeña cantidad de éste es dejado atrás por el flujo de vapor.

**1.3.3.6 Gas en Solución<sup>(16)</sup>.** El mecanismo de empuje por gas en solución; presente en la región de flujo de agua caliente y fría, es simplemente un proceso de convertir calor en energía mecánica para desplazar aceite. A medida que la temperatura adelante del frente de vapor aumenta, los gases se hacen menos solubles y se escapan de la fase líquida. Una vez liberados, se expanden y producen una fuerza de empuje que desplaza el aceite e incrementa el recobro.

**1.3.3.7 Empuje por Emulsión<sup>(16)</sup>.** Las fracciones destiladas con vapor, pueden condensarse en el frente de vapor y formar burbujas suspendidas en el agua originando una emulsión de aceite en agua, o que el vapor condensado pueda emulsificarse en el aceite. En cualquier caso, la emulsificación ocurre durante el proceso de desplazamiento.

La viscosidad de una emulsión depende tanto de la viscosidad del agua y del aceite, como del tipo de emulsión, y generalmente es mayor que la viscosidad del agua y del aceite, lo cual aumenta la presión del yacimiento drásticamente durante el flujo del vapor.

En una formación no consolidada con alta permeabilidad, un banco de emulsión viscosa puede aumentar el recobro por disminución en la canalización o digitación del vapor en la región de flujo caliente.

**1.3.3.8 Variación de la Permeabilidad Relativa y la Presión Capilar<sup>(16)</sup>.** A medida que la temperatura de la formación aumenta, la permeabilidad relativa de cada fase fluida también incrementa, especialmente en la región de agua caliente, donde la temperatura es grande. Simultáneamente, la tensión interfacial entre el aceite y el agua disminuye, reduciendo las fuerzas capilares que los fluidos ejercen en la formación, permitiendo o facilitando la producción.

La contribución de las variaciones en la presión capilar y en la permeabilidad relativa en el recobro total, no está completamente definida y se considera de menor importancia, excepto para aceites muy pesados.

**1.3.4 Consideraciones para implementar una Inyección Continua de Vapor<sup>(6)</sup>.** Existen algunos criterios generales que se deben tener en cuenta antes de implementar un proyecto de inyección continua de vapor. Estos criterios son el resultado de la experiencia de campo como de pruebas de laboratorio.

Para considerar un yacimiento como un posible candidato para desarrollar una inyección continua de vapor, debe reunir algunas de las siguientes características:

**Tabla 2. Criterios para implementar una Inyección Continua de Vapor.**

| PROPIEDAD   | RANGO                |
|---|----------------------|
| Gravedad del Aceite   | 10 – 34 °API         |
| Viscosidad del Aceite   | ≤ 1500 cp            |
| Profundidad   | ≤ 3000 pies          |
| Espesor de la Formación   | > 20 pies            |
| Porosidad   | ≥ 20 %               |
| Transmisibilidad  | ≥ 5 md-ft/cp         |
| Permeabilidad   | > 250 md             |
| Presión del Yacimiento  | ≤ 1500 psia          |
| Contenido mínimo de aceite al inicio del proceso ( $\phi S_o$ ) | ≥ 0.13               |
| Tipo de Roca  | Arenisca o carbonato |

**TOMADA Y MODIFICADA DE:** BOBERG, Thomas. 1988

**1.3.5 Factores que influyen en una Inyección Continua de Vapor.** Para desarrollar una inyección continua de vapor en un yacimiento, es necesario tener en cuenta sus propiedades, tanto de roca como de fluido, con el fin de establecer si es buen candidato o no. De igual manera, es importante considerar las variables operacionales involucradas en este proceso, tales como la presión y tasa de inyección, el espaciamiento, la calidad del vapor.

Para evaluar el efecto que cada uno de estos parámetros tiene en el proceso de estimulación con vapor, se debe tener en cuenta la influencia que presenta cada uno de ellos en la relación Aceite Incremental - Vapor Inyectado (RAV, bbl/bbl). El estudio de esta variable es de gran importancia, debido a que dentro de los procesos de recuperación térmica, está relacionada con el análisis económico de la operación.

La relación Aceite - Vapor (RAV) indica los barriles de vapor, expresados en barriles equivalentes de agua fría que se deben inyectar para recuperar un barril de crudo en superficie.

#### **1.3.5.1 Factores de Yacimiento<sup>(5,16,17,30)</sup>.**

✚ **Tipo de Roca.** Se prefiere la presencia de areniscas, ya que este tipo de roca presenta una alta permeabilidad en comparación con las calizas y dolomitas; permitiendo así, una tasa suficiente de inyección del vapor.

✚ **Espesor.** Es importante conocer bien los espesores de la formación, tanto el bruto como el neto. Si el espesor de la zona productora es muy delgado (< 20 pies), se generarán grandes pérdidas de calor hacia las arenas que se encuentran tanto arriba como debajo de la arena petrolífera.

Si por el contrario, el espesor de la arena es muy grande, se presentará una baja eficiencia de barrido, debido a la segregación gravitacional del vapor, ya que éste, tiende a fluir a través de la parte superior de la arena.

✚ **Profundidad.** El vapor es normalmente inyectado en yacimientos poco profundos. Son óptimos, aquellos que se encuentren a menos de 3000 pies, debido a que las pérdidas de calor en el pozo son menores.

Al incrementar la profundidad también lo hacen las pérdidas de calor, porque hay un mayor recorrido del vapor antes de llegar a la zona de interés. Además, no es conveniente desde el punto de vista de costos de perforación.

Si el yacimiento tiene una profundidad mayor a los 3000 pies, se necesitan técnicas especiales de aislamiento del pozo, para lograr que la calidad del vapor se mantenga en un rango aceptable.

✚ **Presión.** Se debe tener en cuenta que la presión a la cual se encuentra la formación no sea mayor que la presión de saturación del agua, ya que esto generará un efecto de condensación, el cual disminuirá la eficiencia del proceso.

Además, hay que tener en cuenta la presión litológica, con el fin de evitar que el vapor inyectado genere fracturas que conlleven a su canalización y por consiguiente a una baja eficiencia del proceso.

✚ **Porosidad.** Para que un yacimiento sea considerado como un candidato a inyección de vapor, debe tener un mínimo de porosidad del 20%; ya que si la porosidad es muy baja, el volumen de aceite contenido en el espacio poroso disponible es también pequeño. Además, el calor inyectado, se utilizaría en calentar la matriz de la roca en vez de calentar el fluido en el espacio poroso.

Porosidades inferiores al 20% son aceptadas, solo si la saturación de aceite es mayor del 65%.

✚ **Saturación de Aceite.** Para que un proyecto de inyección continua de vapor sea viable, el producto de la porosidad por la saturación de aceite debe ser mayor de 0.13 ó 1000 bbl/acre-pie. Esto implica que si la porosidad es 0.2, la saturación de aceite debe ser de 0.65; si la porosidad es 0.3, la saturación de aceite debe ser de 0.43. Estas combinaciones implican que exista petróleo suficiente para que justifique el proyecto.

Para aceites ligeros que puedan fluir hasta una saturación residual baja, la regla del producto de la saturación por la porosidad puede ser 0.08 ó 600 bbl/acre-pie.

✚ **Viscosidad.** Debido a las características particulares de los yacimientos que contienen crudos pesados, tales como altas viscosidades y baja solubilidad de gas, resulta muy difícil emplear métodos convencionales de recobro debido a la baja eficiencia que se logra con estos (5% - 10%). Por tal motivo, se ha recurrido a procesos alternativos de recobro que incluyen métodos térmicos y no térmicos, y que involucran desde la inyección de fluidos calientes hasta la aplicación de químicos que mejoran las condiciones y características de los fluidos contenidos en la formación. Gracias a los métodos térmicos pueden obtenerse recobros de hasta un 60% (en el mejor de los casos), produciendo hoy en día un total equivalente a 2.3 millones de barriles de crudo pesado por día, es decir, el 3.5 % de la producción mundial y que yace distribuida en países como Estados Unidos (760.000 bbl/día), Canadá (400.000 bbl/día), China (280.000 bbl/día) y la Unión Soviética (200.000 bbl/día), entre otros.

✚ **Permeabilidad.** La permeabilidad debe ser suficientemente alta, para permitir una rápida inyección del vapor y una alta tasa de flujo de petróleo hacia el pozo

productora. Formaciones con permeabilidades mayores de 100 md son aceptables, aunque valores mayores de 300 md son los deseables.

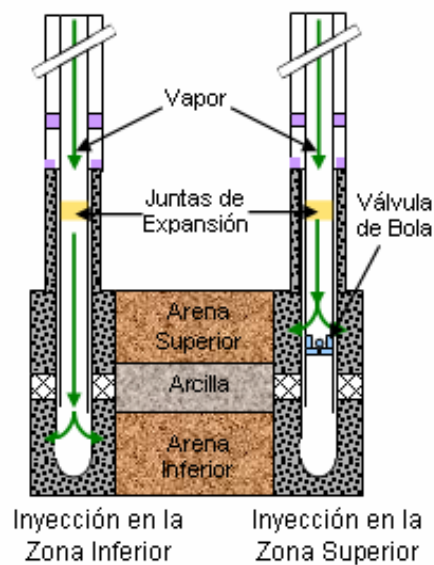
✚ **Heterogeneidad del Yacimiento.** En la realidad, la heterogeneidad del yacimiento no permite que el vapor siga la trayectoria presentada en la **Figura 12**. Por ello, se debe tener en cuenta el efecto que ocasionan los diversos tipos de heterogeneidad que se pueden presentar en el yacimiento.

✚ **Intercalaciones de Arcilla.** La buena calidad de la arena productora (libre de arcilla), convierte a los yacimientos en buenos candidatos para la aplicación de la inyección continua de vapor. Sin embargo, el análisis de los corazones y de los ripios, indican la presencia de arcillas en el yacimiento, las cuales afectan en forma negativa el desempeño de este proceso. Algunas de las consecuencias generadas por la presencia de arcillas son:

- ⊕ Hay un incremento en las pérdidas de calor, debido a que se calientan rocas saturadas con agua y/o aire, las cuales obviamente no aportan crudo, desperdiciándose la energía almacenada en el vapor.
- ⊕ Pueden ejercer influencia en la velocidad de ascenso del vapor, lo cual afecta el tiempo de irrupción del vapor en los pozos productores. Según lo recomendado por Farouq Ali, lo mejor es la irrupción temprana, con el objetivo de favorecer la comunicación térmica entre los pozos y mejorar el proceso de recobro. La experiencia de campo ha reportado que la mayoría del recobro de petróleo se da después de la irrupción del vapor.
- ⊕ Otro inconveniente, es que algunas arcillas entre las cuales está la Montmorillonita, se hinchan como resultado de la absorción del agua originada de la condensación del vapor. Por lo tanto, se crean barreras de no flujo dentro del yacimiento que afectan el movimiento del vapor. Sin embargo, si previamente se inyecta cloruro de potasio saturado, este hinchamiento puede evitarse.

- ⊕ En el caso que se tengan intercalaciones de arcilla entre inyectores y productores con espesores y continuidades considerables, se puede hacer una inyección selectiva (**Figura 20**) utilizando dos pozos, uno para cada zona; es decir, se divide la arena en dos partes, con el objetivo de calentar el yacimiento más eficientemente y de esta forma, se previenen los perjuicios ocasionados por las barreras de no flujo.
- ⊕ Otra posibilidad que normalmente se ejecuta en campo, es comenzar a inyectar desde la zona más baja, luego se coloca un tapón de cemento y se continúa en la zona siguiente.

**Figura 20. Inyección de Vapor selectiva.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

- ✘ **Presencia de una Capa de Gas.** Se considera que una capa de gas no es conveniente para este proceso, porque actúa como una zona ladrona robándole energía al frente de vapor y evitando que se forme completamente.

- ✘ **Presencia de un Acuífero.** Al igual que la capa de gas, la presencia de un acuífero actúa como una zona ladrona del vapor inyectado. Además, actúa como un refrigerante que al entrar en contacto con el vapor lo condensa e impide el desarrollo de la zona de vapor, reduciendo de esta manera la eficiencia térmica y por consiguiente el factor de recobro, generando un fracaso en el proceso.
  
- ✘ **Estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad.** Se convierten en zonas ladronas porque el vapor tiende a irse por donde tenga menor resistencia al flujo, es decir, donde exista mayor permeabilidad. Lo mismo sucede cuando hay fracturas de gran extensión entre los pozos productores e inyectores, el vapor se canaliza, irrumpiendo anticipadamente sin calentar el yacimiento como se espera.
  
- ✘ **Pobre continuidad dentro del yacimiento entre inyectores y productores.** Para este proceso, es de suma importancia que exista buena continuidad de la arena petrolífera, de lo contrario, el vapor difícilmente irrumpirá en los pozos productores, y en caso que lo haga, los tiempos de irrupción no serán convenientes. Lo que se necesita es lograr la comunicación térmica lo más rápido posible, para que el proyecto sea eficiente térmicamente.

#### 1.3.5.2 Factores Operacionales<sup>(5,30)</sup>.

- ✚ **Tasa de Inyección.** Este parámetro es importante y se debe tener en cuenta a la hora de evaluar un proyecto de inyección continua de vapor, ya que a altas tasas, las pérdidas de calor serán menores, pero comenzará a presentarse el efecto de canalización y digitación en el yacimiento, disminuyendo la eficiencia de barrido y generando un menor factor de recobro. Sin embargo, una alta tasa de inyección acompañada de una alta presión de inyección, crea mayores

pérdidas de calor en el pozo inyector y mayores esfuerzos térmicos en el casing. Por estas razones, el análisis del efecto de la tasa de inyección es complejo.

✚ **Presión de Inyección.** Este parámetro tiene como límite natural la presión de fractura de la formación, ya que si se inyecta a una presión mayor que la de fractura, se crearán fracturas que afectarán la eficiencia de barrido del yacimiento.

Yacimientos profundos con altas presiones, y yacimientos someros con poco overburden, son adecuados para permitir la inyección de vapor sin fracturar el yacimiento.

✚ **Calidad del vapor.** Se define como la fracción en peso del vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo y es uno de los parámetros más importantes en el diseño de un proyecto de inyección continua de vapor, ya que indica la cantidad de calor contenido en el vapor húmedo inyectado. Entre más alto sea el valor de la calidad, se obtendrá un mayor y más eficiente recobro de crudo.

Sin embargo, en la medida que la calidad del vapor presenta valores cercanos a uno, se genera un incremento en el combustible necesario para su generación y no se obtiene una ganancia significativa en la cantidad de calor que el vapor es capaz de transportar.

✚ **Espaciamiento entre pozos.** Es un parámetro que tiene una gran influencia en la duración del proyecto de inyección, ya que a medida que se reduce, el barrido del vapor a través del yacimiento puede llegar a ser más uniforme y se minimiza el tiempo requerido para alcanzar la máxima recuperación de aceite.

**1.3.6 Problemas Operacionales<sup>(5,30)</sup>.** En la vida productiva de un campo petrolero siempre existirán problemas intrínsecos, razón por la cual es difícil evitar que ocurran. Para el caso de los proyectos de inyección continua de vapor, el aumento de la temperatura en el yacimiento, en los fluidos que saturan la formación, en el casing y en la tubería de producción, genera cambios de tipo físico, químico y mecánico. Dichos cambios, por lo general terminan creando condiciones favorables para que se presenten los siguientes problemas operacionales:

**1.3.6.1 Arenamiento.** La producción de arena constituye un problema serio en muchos yacimientos de petróleo y gas en todo el mundo. Puede afectar drásticamente los niveles de producción, dañar los equipos de fondo de pozo y las instalaciones de superficie. Este problema, aumenta el riesgo de fallas catastróficas e implica para las compañías, un costo adicional significativo.

En este proceso, el aumento de la temperatura en la formación por efecto del fluido inyectado, origina el debilitamiento del cemento que une los granos de la matriz de la roca, induciendo cambios físico-mecánicos en las condiciones de la matriz, de tal forma que los granos se desprenden y son movilizados bajo ciertos niveles de caída de presión y velocidades de flujo. No todos los granos de arena desagregados, son transportados por los fluidos producidos hasta la cabeza del pozo, separadores o tanques. Estos también pueden depositarse en las perforaciones, o en la cara del pozo, y con el tiempo cubrir el intervalo productivo.

Para el control de arena, se utiliza empaquetamiento con grava en pozo abierto o en pozo cerrado. También, se realizan trabajos de fracturamiento hidráulico, a los cuales se les agrega resina a las fracturas para atrapar la arena, y de esta forma, evitar que se mezcle con los fluidos producidos.

**1.3.6.2** Incrustaciones. Este problema se debe a la inestabilidad de los iones presentes en el agua, haciendo que se precipiten y acumulen sedimentos minerales tales como el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y el sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) en las ranuras del liner, tuberías de producción, válvulas y bombas, obstruyendo el hueco e impidiendo el flujo normal de los fluidos.

Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los minerales y de sus propiedades físicas.

Para la remoción de las incrustaciones en los cañoneos y en las tuberías ranuradas, además de los procesos de acidificación, se utilizan herramientas lanza chorros con tubería flexible, la cual consiste en lanzar un chorro hidráulico de alta velocidad, mientras el filtro está siendo rotado y removido con la tubería flexible.

**1.3.6.3** Emulsiones. Es un problema intrínseco a todos los proyectos de inyección continua de vapor, por lo que es inevitable que se presente.

Cuando un yacimiento de crudo pesado es sometido a este proceso, es más difícil romper las emulsiones que se forman, debido a las siguientes razones:

- ✚ Los crudos pesados tienden a contener mayor cantidad de agua emulsionada (10 a 35 % en volumen de agua) que los crudos livianos (5 a 20 % en volumen de agua).
- ✚ Forman emulsiones más estables, debido a que poseen mayor viscosidad.
- ✚ Se caracterizan por ser nafténicos y contener asfaltenos.

Dependiendo de la estabilidad de la emulsión presente en los crudos pesados y de la disponibilidad de recursos, se combinan cualquiera de los siguientes métodos

típicos de deshidratación de crudo: tratamiento químico, térmico y electrostático, es decir, se adiciona un desemulsificante, calor o un campo eléctrico, respectivamente.

**1.3.6.4** Producción en Pozos Calientes. En este proceso, la temperatura en las líneas de flujo de los pozos productores cambia con el tiempo. Normalmente durante un lapso entre los 3 y 8 meses, dependiendo de cada proyecto, la mayoría de los pozos productores de un patrón presentan temperaturas en la línea de flujo alrededor de los 200 °F. El problema radica en que algunas veces, este valor supera los 250 °F, es decir, se presenta una distribución desigual del calor en el yacimiento, lo cual trae como consecuencia una disminución en la eficiencia de la bomba por incremento excesivo de la temperatura en la línea de flujo.

Para solucionar este problema, se puede inyectar agua fría por el anular. Sin embargo, se obtiene un mejor resultado cuando se aíslan las zonas más calientes de los pozos productores, es decir, las unidades de flujo por donde el vapor estaba irrumpiendo más rápido. Esta técnica permite disminuir la temperatura de los fluidos producidos y mejorar la eficiencia de la bomba.

**1.3.6.5** Producción de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. La presencia de estos gases ácidos en los yacimientos sometidos a inyección continua de vapor, es un problema grave. Normalmente, estos gases originan los siguientes inconvenientes:

- ✚ Corroen las tuberías y facilidades de superficie en general.
- ✚ Son nocivos para la salud.
- ✚ Daños en las bombas, lo cual disminuye su eficiencia.
- ✚ La precipitación de sulfuro de hierro, debido al contacto entre el agua y el H<sub>2</sub>S, tiñe el agua de los ríos de negro, haciendo que no pueda ser utilizada.
- ✚ Agitación en los tanques de deshidratación del crudo.

**1.3.6.6** Fallas mecánicas. Entre las más comunes, se encuentran las siguientes:

- ✚ Fallas en el casing. Generalmente se presentan en pozos que fueron utilizados durante la producción primaria, y se acondicionaron para formar parte de los patrones de inyección de vapor, debido a que el completamiento de estos pozos no fue diseñado para soportar los esfuerzos térmicos que se presentan en el material con los incrementos de temperatura.
- ✚ Fallas en el generador de vapor.
- ✚ Inconvenientes en el sistema de tratamiento del agua antes de entrar al generador.
- ✚ Fallas en las bombas de subsuelo que se colocan en los pozos productores.

**1.3.6.7** Ambientales y ecológicos. Debido al gran número de restricciones legales, se debe hacer un adecuado tratamiento de las corrientes de desecho, además del reacondicionamiento que se debe realizar en la superficie de los trabajos realizados. En la emisión de gases en los pozos productores se debe tener especial cuidado con el sulfuro de hidrógeno, el monóxido de carbono y los hidrocarburos en el gas producido.

## **2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN**

La reducción en la producción de aceite es un hecho que se presenta en todos los campos petroleros en el transcurso del tiempo. Por esta razón, la industria ha desarrollado diversos métodos, entre los cuales se encuentran la inyección de agua, la inyección continua y cíclica de vapor, inyección de polímeros, inyección WAG, entre otros. No obstante, de estas técnicas, las más implementadas y de las que se dispone mayor información, son la inyección de agua y la inyección continua de vapor, debido a las grandes ventajas que presentan en el incremento del crudo recuperado.

Sin embargo, el buen desempeño que logren estos procesos en el yacimiento, va a depender no solo de sus propiedades petrofísicas, sino que va a estar influenciado por las características que presente el fluido empleado durante la etapa de inyección y de las condiciones en que se encuentren los equipos involucrados en dicha operación.

En la implementación de los anteriores métodos, es importante realizar una buena selección de la fuente que suministrará el agua de inyección, teniendo en cuenta factores como la disponibilidad, costos de transporte, tratamiento, entre otros. El buen seguimiento que se lleve a cabo en estos aspectos, permitirá que el agua presente las características adecuadas, bien sea en forma líquida o para llevarla a un generador que la convertirá en vapor.

A continuación, se presentan algunos de los tratamientos y equipos utilizados en cada proceso, tanto para inyección de agua como para la inyección continua de vapor.

## 2.1 INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua, es uno de los métodos más implementados a nivel mundial, ya que permite incrementar la recuperación del crudo que se encuentra almacenado en el yacimiento. Esto se debe a la facilidad que se tiene para obtener el agua que se inyectará a la formación.

Antes de describir el tratamiento que se realiza al agua antes de inyectarla, es importante conocer el ciclo que ésta hace durante el proceso de inyección, desde su recolección hasta que llega nuevamente a superficie, ya que de la fuente de agua, dependerán tanto los equipos utilizados para su tratamiento, como los costos requeridos.

**Figura 21. Ciclo del agua durante una Inyección de Agua.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** LA ROTTA, Alexander. Tesis de Grado 1993.

**2.1.1 Fuente del Agua<sup>(27,37)</sup>.** Antes de iniciar un proceso de inyección de agua, es necesario determinar si la fuente que suministrará el agua va a ser de tipo superficial o subterránea. Es importante que esta fuente, además de suplir las


necesidades de inyección, permita abastecer las diversas operaciones en el campo.

El agua puede obtenerse de ríos, lagos, mares o de un acuífero. En algunos casos, también es posible utilizar el agua que se ha producido luego del proceso de inyección. Sin embargo, el agua producida no es necesariamente una buena fuente, ya que ésta puede ser incompatible con otras aguas manejadas en el campo, generando diversos problemas, principalmente precipitación de escamas.

La selección de la fuente de agua que abastecerá un sistema de inyección, depende del volumen requerido para el desarrollo del proyecto y de la facilidad para su obtención, tratamiento y transporte hasta los pozos inyectoros.

**2.1.2 Calidad del Agua<sup>(21,31,37)</sup>.** La calidad del agua varía de un proceso de inyección a otro. En general, este término se refiere a las sustancias distintas al agua que se encuentran presentes en ella.

Con el fin de determinar si el agua es recomendable para el proceso de inyección, es necesario tener en cuenta ciertos indicadores que permiten identificar su calidad. Estos indicadores, son aquellos parámetros físicos, químicos y bacteriológicos, que la caracterizan tanto cualitativa como cuantitativamente. Entre ellos, se destacan los siguientes:

 **pH.** Indica la concentración de iones hidrógeno en una disolución. La corrosividad del agua, normalmente aumenta cuando el pH tiende a ser ácido. A valores mayores de pH, se puede presentar la formación de hidróxido de hierro o incrustaciones de carbonatos en la superficie del acero.

✚ **Turbidez.** Indica la presencia de sólidos suspendidos y es una referencia en problemas de taponamiento.

✚ **Temperatura.** En general, la tasa de corrosión se incrementa con el aumento de la temperatura, debido a que las reacciones se aceleran. Un cambio en la temperatura genera un cambio en el valor del pH, lo cual altera las características corrosivas del medio. En aguas que contienen bicarbonatos de calcio y magnesio, un aumento de la temperatura trae como consecuencia el desprendimiento del CO<sub>2</sub>, ocasionando un incremento en la tasa de corrosión.

✚ **Dureza.** La dureza del agua es una propiedad que se debe a la presencia de iones calcio (Ca<sup>+2</sup>) y magnesio (Mg<sup>+2</sup>) presentes en ella, y se manifiesta por su reacción con ciertos aniones para formar incrustaciones. La siguiente tabla presenta una clasificación del agua de acuerdo a su grado de dureza<sup>(22)</sup>.

**Tabla 3. Clasificación del Agua en términos de dureza.**

| CONTENIDO DE Ca <sup>+2</sup> | CLASIFICACIÓN   |
|-------------------------------|-----------------|
| Menor de 15 ppm               | Agua muy blanda |
| De 15 a 50 ppm                | Agua blanda     |
| De 50 a 100 ppm               | Agua medio dura |
| De 100 a 200 ppm              | Agua dura       |
| Mayor de 200 ppm              | Agua muy dura   |

**TOMADA Y MODIFICADA DE:** HERNÁNDEZ, Martín. Tesis de Grado 1979.

✚ **Sólidos en Suspensión.** La concentración, distribución del tamaño de partículas y la naturaleza y composición de los sólidos, tienen una gran influencia en la tendencia al taponamiento, y de ellos depende la selección del equipo de filtración. La concentración de sólidos suspendidos en el agua se

calcula por el paso de una cantidad determinada de agua a través un filtro de membrana y determinando el peso de los sólidos recolectados en el filtro.

✚ **Gases Disueltos.** En un sistema de inyección, la presencia de gases disueltos, aumenta la tasa de corrosión. Los más comunes son: Oxígeno, Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrógeno.

✘ **Oxígeno Disuelto ( $O_2$ ).** Contribuye significativamente a la corrosividad del agua. En presencia de hierro disuelto, puede ocasionar la precipitación de óxidos de hierro insolubles, los cuales pueden causar taponamiento.

✘ **Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ).** No es tan corrosivo como el oxígeno. Cuando se disuelve en el agua, actúa como un ácido débil, generando un aumento en la acidez de la solución y la tasa de corrosión.

✘ **Sulfuro de Hidrógeno ( $H_2S$ ).** Es también un agente corrosivo, soluble en agua, y cuando se disuelve, se comporta como un ácido débil. Su presencia en el agua, aumenta el grado de corrosividad. Puede estar presente en la formación, o ser generado por bacterias sulfato-reductoras.

✚ **Iones Disueltos.** Su concentración, permite determinar tendencia a formación de incrustaciones. Los más comunes son: Calcio, Magnesio, Sodio, Hierro, Cloruros, Carbonatos y los Sulfatos.

✚ **Población Bacterial.** Los tres principales grupos que pueden ocasionar problemas en un sistema de inyección son: bacterias, algas y hongos, los cuales, ocasionan restricción al flujo del agua.

Para que el agua se considere apta para el proceso de inyección, debe cumplir con los siguientes requerimientos:

**Tabla 4. Valores permisibles para el control de la calidad del agua.**

| PARÁMETRO           | VALORES MÁXIMOS |
|---------------------|-----------------|
| Oxígeno             | 20 ppb          |
| CO <sub>2</sub>     | 10 ppm          |
| H <sub>2</sub> S    | 0 ppm           |
| Turbidez            | 2 ppm           |
| Sólidos Suspendedos | 1 ppm           |
| Sólidos Disueltos   | 250 ppm         |
| pH                  | Neutro          |
| Alcalinidad         | 200 ppm         |
| Bario               | 1 ppm           |
| Cloruros            | 400 ppm         |
| Hierro              | 0.5 ppm         |
| Magnesio            | 50 ppm          |
| Sulfatos            | 250 ppm         |

**TOMADA Y MODIFICADA DE:** GUEVARA, Myriam. Tesis de Grado 1992.

**2.1.3 Tratamiento del Agua.**<sup>(21,25,37)</sup> Debido a que es muy difícil encontrar en la naturaleza un tipo de agua que cumpla con estas características, es necesario realizar tratamientos adecuados que permitan proporcionar un agua con tales especificaciones, los cuales van a depender de las características que ésta posea. A continuación, se mencionan algunos de los procesos que conllevan a mejorar la calidad del agua de inyección.

**Remoción de Oxígeno.** Mientras que las fuentes superficiales de agua se encuentran saturadas con oxígeno, otras pueden adquirirlo durante el proceso. Por tal motivo, es importante contar con un sistema que permita su remoción.

Según estudios realizados por Battle<sup>(3)</sup>, los métodos recomendados para extraerlo son:

- ✘ Reacciones químicas con sulfito de sodio, hidracina o dióxido de azufre.
- ✘ Deaireación al vacío.
- ✘ Remoción a contracorriente con gas natural o gas inerte.

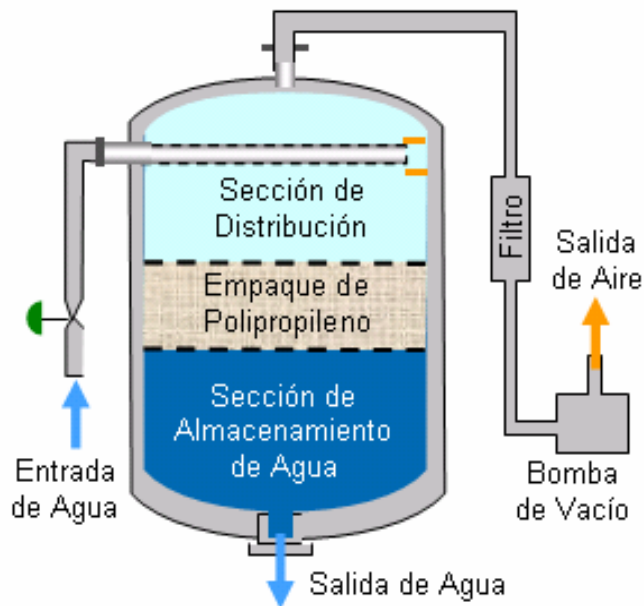
La reacción química remueve pequeñas cantidades de oxígeno mediante el uso de un producto químico de fácil oxidación, tal como sulfito de sodio, sodio y bisulfato de amonio o hidracina, la cual es conocida como limpiadora de oxígeno. En las aplicaciones en procesos de inyección de agua, normalmente se utiliza sulfito de sodio en lugar de la hidracina, debido a su bajo costo.

La remoción de oxígeno con deaireación al vacío no ha sido muy exitosa en los tratamientos realizados en campo, debido a los altos costos de las bombas de vacío y a su baja eficiencia.

Adams<sup>(1)</sup> indicó que con la eficiencia y los costos de los equipos disponibles en la actualidad, su uso ya no es una desventaja. Una típica unidad de deaireación al vacío, puede estar formada de una o más etapas, dependiendo del contenido de oxígeno disuelto en el agua a tratar. Por lo general, en operaciones de inyección de agua, se utilizan tres etapas. Debido a que la solubilidad de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión del sistema, al reducir la presión, la cantidad de gas disuelto, disminuye. El empaquetamiento en la torre y una adecuada tasa de flujo proporcionan una gran área superficial para el agua, permitiéndole que alcance las condiciones de equilibrio cuando pasa a través de la torre. Para propósitos de diseño, la tasa de flujo de agua debe estar entre 40 y 50 gal/(min-pie<sup>2</sup>) de área transversal. Las líneas de extracción de vapor deben ser lo bastante largas, para prevenir una excesiva caída de

presión. Este proceso, es una buena opción para retirar el oxígeno del agua cuando no hay disponibilidad de gas natural o gas inerte.

**Figura 22. Torre Deaeradora o de Vacío.**

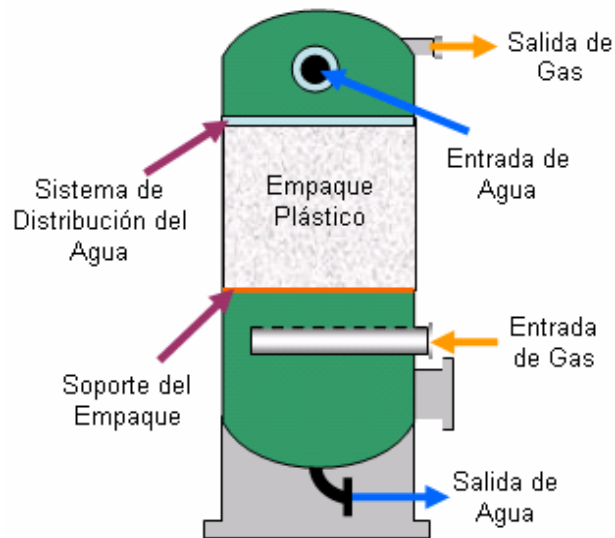


**TOMADA Y MODIFICADA DE:** ROSE, Stephen. 1989.

Otro método utilizado en procesos de inyección de agua, para el despojo de oxígeno, es utilizando flujo de gas natural o inerte en contracorriente (**Figuras 23 y 24**). Si hay disponibilidad de gas natural con una buena calidad, es decir, que contenga poco  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , este proceso puede ser atractivo, ya que el gas residual del proceso de deaireación, puede utilizarse posteriormente como combustible en el campo. La operación depende del balance entre la tasa de flujo del gas que se mueve hacia arriba en la columna, y la tasa de flujo de agua que se mueve hacia abajo. La tasa de agua no debe ser muy alta, para que no reduzca la eficiencia de remoción del oxígeno. Por ejemplo, para disminuir el contenido de oxígeno de 10 a 0.1 ppm, se necesita 1.75 pie<sup>3</sup> de gas/bbl de

agua<sup>(38)</sup>. Por otro lado, si el gas natural es rico en CO<sub>2</sub>, el agua lo absorberá en la torre de despojo de oxígeno.

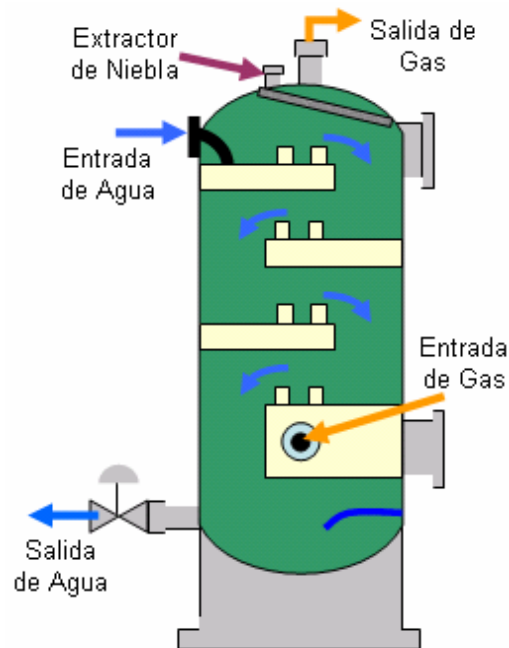
**Figura 23. Torre Deaireadora Empacada tipo Despojadora con Gas en Contracorriente.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** ROSE, Stephen. 1989.

Cualquiera de estos procesos puede ser bueno o malo, dependiendo del tipo de agua que se desea tratar. La remoción de CO<sub>2</sub> ocasiona un incremento en el pH del agua, el cual puede generar la precipitación de escamas de carbonato de calcio. La absorción de CO<sub>2</sub> disminuirá el pH y se reducirá la posibilidad de formación de escamas, pero si se absorbe gran cantidad de CO<sub>2</sub>, pueden aparecer problemas de corrosión. Todos estos efectos deben tenerse en cuenta antes de utilizar este método para la remoción del oxígeno presente en el agua.

**Figura 24. Torre Deaireadora de Platos Tipo Despojadora con Gas en Contracorriente.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: ROSE, Stephen. 1989.

✚ **Remoción de Gases Ácidos.** Los gases ácidos,  $H_2S$  y  $CO_2$ , usualmente resultan de la producción de aceite, aunque el  $CO_2$  puede ser absorbido por el agua desde el aire a unas condiciones específicas. No existe un simple tratamiento químico que elimine estos gases, aunque el uso de la acroleína ha sido exitoso en varios casos<sup>30</sup>; por lo tanto, se utilizan algunos métodos mecánicos.

El manejo de estos gases después de su remoción puede presentar problemas. Por ejemplo, la emisión del  $H_2S$  es perjudicial para el medio ambiente y no está aprobada por las entidades reguladoras; por ello, la solución más común es incorporar en las facilidades de superficie, equipos que minimicen el efecto de

los gases disueltos. Esta opción es más económica que la remoción de los gases, especialmente si el proceso de remoción es aireación.

Un sistema para la remoción de gases ácidos, es la aireación del agua, la cual conlleva a otro problema, la remoción del oxígeno. Este proceso también ocasiona la oxidación y precipitación del hierro y del magnesio.

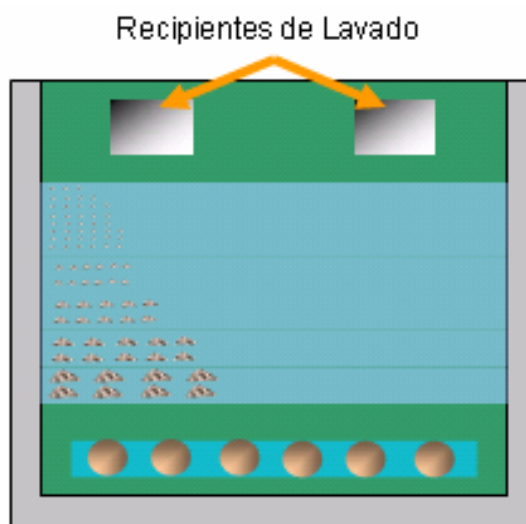
La concentración más baja de  $H_2S$  y  $CO_2$  que se puede alcanzar con la aireación, depende de las solubilidades de estos gases en el aire y de las características del agua a tratar.

✚ **Control de Sólidos Suspendidos.** Para evitar el taponamiento de la formación, es necesario separar las partículas que se encuentran suspendidas, por medio de la filtración. En este proceso, se pasa un líquido que contiene sólidos suspendidos a través de un medio que permite remover eficientemente dichas sustancias. En la industria se encuentran dos tipos básicos de filtros, los accionados por gravedad y los activados por presión.

✂ **Filtros Accionados por Gravedad.** Permiten que el agua fluya hacia abajo, impulsada por la fuerza de gravedad. su tasa de filtración es muy lenta tienden a ser muy largos. Este tipo de filtros es raramente utilizado en las operaciones de inyección de agua. Estos filtros presentan un contenedor que puede ser de cemento o de madera y puede tener forma redonda, cuadrada o rectangular, tal como se observa en la **Figura 25**. El agua a tratar entra por el tope del filtro mediante un sistema que provee su distribución equivalente a través del medio filtrante; el agua se filtra hacia abajo y luego es captada por un sistema de drenaje que le permite dirigirse a los tanques de almacenamiento para su posterior inyección.

Una ventaja de este tipo de filtros, radica en que cualquier problema que se presente, bien sea con el medio filtrante, el sistema de lavado o el sistema de drenaje, puede detectarse rápidamente. Sin embargo, su principal desventaja, es la necesidad de disponer de bombas adicionales para transferir el agua desde la salida del filtro hacia otro punto diferente en el sistema en donde no sea posible operar por gravedad.

**Figura 25. Filtro Accionado por Gravedad.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** KIRK, Joseph. Paper SPE 850.

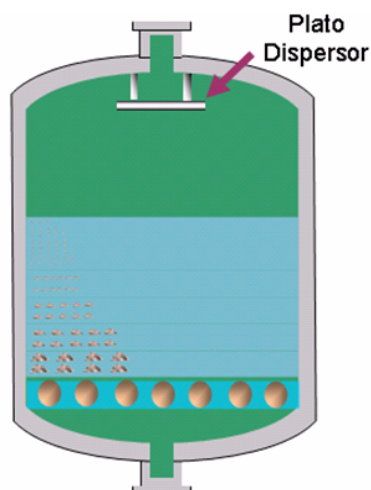
✘ **Filtros Activos por Presión.** Son muy utilizados en los procesos de inyección de agua. Estos filtros operan a presiones mayores que la de los filtros operados por gravedad, ya que su presión de operación normal se encuentra en el rango de 2 a 40 psia. Este filtro está compuesto por una carcasa de acero en forma cilíndrica con platos en la parte superior tal como se ilustra en la **Figura 26**. El agua entra en el filtro bajo presión por una línea en el tope para evitar una descarga directa sobre el medio filtrante. Este tipo de filtros, presentan las siguientes ventajas:

- ◆ Pueden utilizarse en sistemas cerrados.
- ◆ Es posible operarlos normalmente, en el caso que existan incrementos en las tasas.
- ◆ Manejan altos volúmenes de agua.

Sus desventajas son:

- ◆ Inhabilidad para determinar las condiciones del filtro durante el proceso de filtrado o de lavado.
- ◆ Es necesario remover el filtro de servicio para obtener una muestra del medio filtrante o para inspeccionar el lecho del filtro.

**Figura 26. Filtro Activado por Presión.**



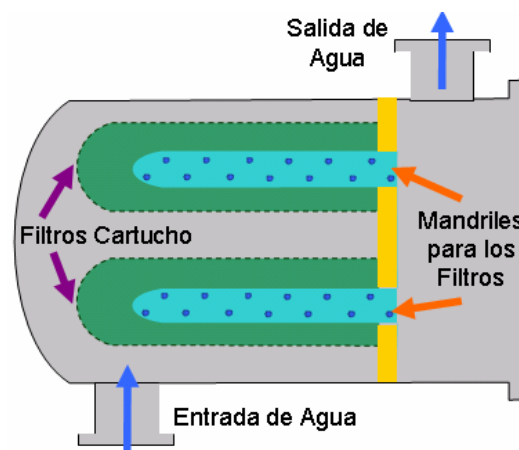
**TOMADA Y MODIFICADA DE:** KIRK, Joseph. Paper SPE 850.

Según el contenido de sólidos suspendidos en el agua a tratar, los filtros a presión se pueden dividir en dos tipos:

- ◆ **Filtros a presión de baja capacidad.** Son utilizados en aguas con poco contenido de sólidos y a su vez, pueden ser de cartucho o de diatomea.

Los filtros tipo cartucho son recipientes que contienen elementos que pueden ser regenerados o reemplazados. Dichos elementos son clasificados de acuerdo al tamaño de partícula que pasará a través de ellos en un rango de 1 a miles de micrones. Este tipo de filtro es comúnmente utilizado como un filtro preliminar y es instalado individualmente en la cabeza de los pozos, con el fin de limpiar aguas que contienen muy baja cantidad de sólidos suspendidos, tales como las superficiales o las de mar, de una manera efectiva y económica. En el caso de contar con aguas que contengan una alta cantidad de sólidos suspendidos (mayor a 2 mg/L), es inadecuado utilizar este tipo de filtro, debido a los altos costos de mantenimiento y operación que se tendrían si se presentara una falla. También se convierten en un problema cuando es necesario cambiar un elemento del filtro, especialmente en ubicaciones remotas.

**Figura 27. Filtro a Presión Tipo Cartucho.**



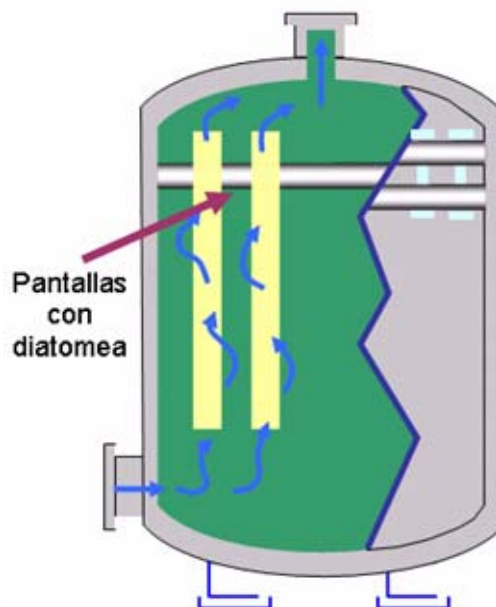
**TOMADA Y MODIFICADA DE:** ROSE, Stephen, 1989.

El filtro diatomea utiliza una torta de diatomaceous earth, la cual es una sustancia formada de organismos fósiles de agua dulce o de mar, aplicada sobre pantallas de varios tamaños, formas y materiales, que se

encuentran contenidas dentro de un tanque a presión a través del cual fluye el agua. Su principal ventaja, es el manejo de aguas que presentan un alto contenido de sólidos disueltos (superior a 20 mg/L).

La aplicación más común de estos filtros es en yacimientos que presentan valores pequeños de permeabilidad, donde es necesario remover las partículas muy finas, para evitar que el agua inyectada ocasione taponamiento.

**Figura 28. Filtro a Presión con Diatomea.**

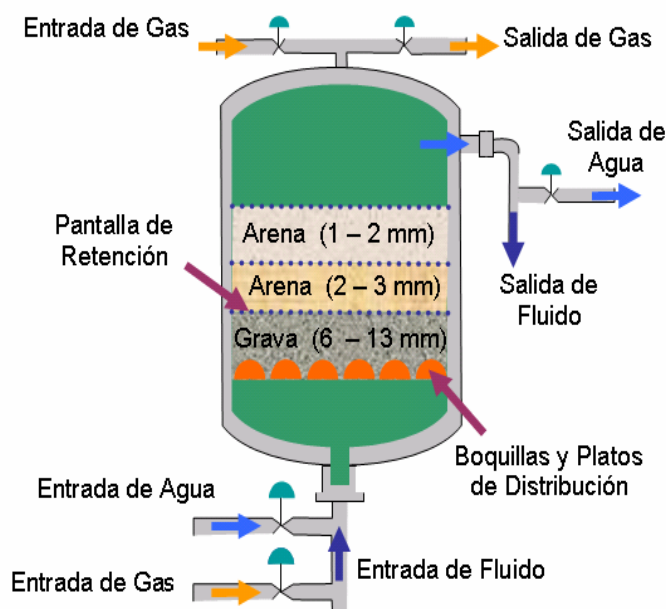


**TOMADA Y MODIFICADA DE:** KIRK, Joseph. Paper SPE 850.

- ◆ **Filtros a presión de alta capacidad.** Estos filtros contienen un lecho empacado (medio filtrante), el cual filtra una gran cantidad de sólidos suspendidos en el agua. Estos dispositivos permiten el flujo de agua hacia arriba o hacia abajo a través de uno o múltiples medios filtrantes

dentro de un tanque. La velocidad de operación dependerá de las condiciones del agua a la entrada y de la calidad deseada a la salida. Los tanques, ya sea de tipo horizontal o vertical, cuentan con sistemas de distribución para dispersar el flujo sobre toda la superficie del lecho y así, obtener una mayor eficiencia en el proceso. En la siguiente figura puede observarse un filtro tipo vertical empacado con arena y grava.

**Figura 29. Filtro a Presión con Lechos Empacados.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** ROSE, Stephen, 1989.

El medio filtrante puede ser de varios materiales, de diferentes tamaños y densidades, dispuesto desde el más áspero hasta el más fino en dirección del flujo, con el fin de proveer una mayor eficiencia de filtración, altas tasas de flujo y mejorar la capacidad de almacenamiento para el fluido a ser filtrado. Una mezcla típica de lecho está compuesta por antracita (50 a 55%), arena (20 a 25%) y grava (10 a 15%). Este tipo de

filtro es el más usado en los proyectos de inyección de agua a nivel mundial mostrando excelentes resultados en la calidad del agua tratada.

La selección de uno u otro tipo de filtro para un determinado proyecto, debe realizarse con base en una serie de pruebas piloto que permitan identificar el más benéfico tanto a nivel técnico como económico, teniendo en cuenta factores como: calidad del agua a tratar, calidad deseada para el agua de inyección, ubicación tanto de los pozos inyectoros y productores como de la fuente, costos de instalación y mantenimiento, entre otros.

✚ **Prevención de Escamas.** Cuando se forman componentes insolubles en el agua a partir de reacciones químicas, pueden depositarse en la tubería o en otros equipos que contengan agua. Dependiendo de los componentes presentes en el agua, algunos de los precipitados que pueden formar escamas durante las operaciones de inyección de agua son carbonato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y componentes ferrosos tales como óxido férrico y sulfuro ferroso.

Debido a los problemas que puede ocasionar la presencia de escamas, es necesario realizar un tratamiento que impida su formación. Para ello, se utilizan agentes secuestrantes o inhibidores de escamas. El inhibidor detiene el crecimiento del cristal, antes que llegue a ser lo bastante grande para que se precipite. La escogencia del agente correcto, la cantidad requerida y la manera como se use, requiere el conocimiento de personas especializadas.

✚ **Control de Bacterias.** Las bacterias encontradas en un campo petrolero se combaten con una serie de cambios físicos y mecánicos, acompañados por la iniciación de un tratamiento con un microbicida apropiado. Normalmente, son necesarios algunos de los siguientes procedimientos:

✘ **Cambios físicos en el sistema de inyección.**

- ◆ Limpiar las líneas de inyección y de recolección usando raspadores de poliuretano o limpiando con agua a altas tasas, adicionando por choques un surfactante o un biocida apropiado. Este procedimiento es costoso pero benéfico, porque se remueven los depósitos y restos biológicos que crean ambientes propicios para el desarrollo bacterial.
- ◆ En lo posible, realizar retrolavados en los pozos inyectoros, para remover los restos biológicos del pozo y limpiar la tubería de inyección.
- ◆ Hacer trabajos de acidificación en los pozos inyectoros.
- ◆ Organizar un programa adecuado para lavar los filtros del sistema, usando un detergente o microbicida.

✘ **Cambios mecánicos en el sistema de inyección.** Se debe rediseñar y reconstruir la tubería y las instalaciones tratando de:

- ◆ Eliminar los puntos muertos donde la velocidad del agua es baja o está sin movimiento.
- ◆ Reducir al mínimo el tiempo de manipulación del agua en la superficie.
- ◆ Prevenir la mezcla del agua fresca con agua salada.

✘ **Tratamiento químico.** Los químicos usados para el control de microorganismos se clasifican según su función en bactericidas (destruyen las bacterias) y bacteriostatos (inhiben o retardan el crecimiento bacterial). Para la selección del químico, hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- ◆ **Destrucción y control de microorganismos.** La decisión de usar un bactericida o de un bacteriostato depende del tipo de bacteria presente.
- ◆ **Resistencia al químico.** Las bacterias se adaptan fácilmente al hábitat, lo cual se demuestra con el incremento de la resistencia a la presencia de un químico en particular después de un periodo de tiempo. Luego de su

adaptación, proceden a multiplicarse y a causar problemas, a pesar que se le esté adicionando un bactericida al sistema. Por esta razón, en muchos campos petroleros se acostumbra adicionar dos bactericidas e intercalar su aplicación, de modo que cuando las bacterias han empezado a desarrollar resistencia al primer químico, la adición del segundo químico las destruirá. Sin embargo, es recomendable hacer un continuo seguimiento a este proceso, puesto que la adición de dos bactericidas puede cambiar el ambiente de las bacterias de una forma tal que se creen mutaciones en estas, siendo imposible o muy difícil controlarlas.

◆ **Compatibilidad con el agua y otros químicos.** Se debe estar seguro de la compatibilidad del químico con el agua. Algunos químicos incompatibles podrían precipitarse y formar salmueras que disminuyan la permeabilidad de la roca del yacimiento. Se debe calcular el tiempo de destrucción, el cual es el tiempo necesario para que el bactericida destruya las bacterias presentes. Esto se determina usando un químico en particular, y probándolo a diferentes concentraciones.

✚ **Control de Corrosión.** Una manera de definir la corrosión es la interacción entre un material de construcción y su ambiente. Existen dos formas de controlar la corrosión. Una de ellas, es escoger o modificar el material de construcción y la otra, es modificar el ambiente. A continuación, se mencionan los métodos más utilizados para controlar la corrosión.

✂ **Raspadores y Marranos.** Son herramientas que se envían a lo largo de una tubería, movidos por una presión diferencial. Para su uso se utilizan trampas de lanzamiento y recolección. Estas herramientas, realizan las siguientes funciones:

- ◆ Remover los desechos dejados al hacer la tubería.
- ◆ Asegurarse del adecuado llenado al hacer una prueba hidrostática.
- ◆ Prevenir la formación de escamas y la acumulación de sólidos en la línea.
- ◆ Garantizar el uso efectivo de los inhibidores y bactericidas.
- ◆ Remover el condensado de las líneas de gas.
- ◆ Calibrar el diámetro de las tuberías.
- ◆ Inspeccionar las condiciones de la pared de la tubería.
- ◆ Desalojar los productos de la tubería.
- ◆ Limpiar la tubería para procesos de recubrimiento interno.

✘ **Inhibidores químicos.** Los inhibidores son químicos que directa o indirectamente recubren la superficie del metal para protegerla de su ambiente. La mayoría de ellos, son absorbidos por la superficie del metal a partir de una solución o dispersión, pero algunos son aplicados directamente como recubrimientos.

Para su clasificación, se tiene en cuenta la forma como el inhibidor afecta la celda de corrosión. Existen tres grandes grupos:

- ◆ **Inhibidores Anódicos.** Funcionan impidiendo la reacción anódica, rompiendo el circuito electroquímico. Deben detener totalmente la oxidación del ánodo, ya que de otra manera, la pérdida del metal, se concentrará en cualquier área anódica disponible, produciendo picado.
- ◆ **Inhibidores Catódicos.** Generalmente reducen la tasa de corrosión por la formación de una película en el cátodo, restringiendo la migración del ión hidrógeno hacia la superficie catódica, impidiendo que complete la reacción de corrosión. Como el total de la tasa de corrosión está bajo control catódico, la corrosión disminuye proporcionalmente a la reducción del área de la superficie catódica.

- ◆ **Inhibidores Orgánicos.** Son productos que forman películas aceitosas para evitar que el agua entre en contacto con el metal y de esta forma rompen el circuito, deteniendo la corrosión.

Para seleccionar un inhibidor, se deben tener en cuenta los siguientes pasos:

- ◆ Determinar los agentes corrosivos presentes en el sistema.
  - ◆ Hacer pruebas de laboratorio y de campo para determinar la eficiencia del químico utilizado y la concentración apropiada.
  - ◆ Tener un registro de las fallas de los equipos y líneas del sistema.
- ✗ **Protección Catódica.** Es aplicada hasta que se obtiene un potencial de -0.85 voltios con respecto al electrodo de cobre-sulfato de cobre. La cantidad de corriente que se usa comúnmente para dar protección catódica a recipientes recubiertos es de 5 a 22 miliamperios por metro cuadrado; en caso de recipientes sin recubrimiento, se aplica de 54 a 108 miliamperios por metro cuadrado.

**2.1.4 Facilidades de Superficie**<sup>(31,35,37)</sup>. Las operaciones y facilidades de superficie varían considerablemente de un proyecto a otro y sufren modificaciones durante las etapas de la inyección. Para llevar a cabo el diseño y la construcción del sistema de facilidades que se implementará en un campo, es necesario tener en cuenta aspectos como las configuraciones de los patrones de inyección, la topografía de la superficie, las características del yacimiento, los pozos (verticales, horizontales o desviados) y las operaciones de campo, entre otros.

Dentro de los equipos que conforman un sistema de inyección de agua, se encuentran los siguientes:

- ✚ Separador bifásico, separador trifásico o Free Water Knock Out (FWKO).
- ✚ Tratador térmico, tratador electrostático o Gun Barrel. La selección de uno de ellos se basa en el tipo de petróleo a producir y de sus características tales como viscosidad o capacidad para formar emulsiones.
- ✚ Bombas de alimentación.
- ✚ Filtros.
- ✚ Múltiples de descarga (Manifold).
- ✚ Tanques de acumulación o de almacenamiento de agua.
- ✚ Bombas Booster o de alta capacidad para inyección de agua.
- ✚ Bomba para inyección de químicos.

Cabe resaltar que el sistema de levantamiento artificial implementado tanto en los pozos inyectoros como productores, va a depender de las condiciones propias de cada proyecto tanto a nivel técnico como económico, de las tasas de producción y de inyección, del tipo de crudo producido, la profundidad de las formaciones productoras, entre otros.

La parte fundamental en un sistema de inyección de agua es la estación de bombeo, ya que la selección del equipo de bombeo y equipos auxiliares garantizará el correcto desempeño del sistema en general. Sin embargo, no se debe dejar de lado la selección adecuada de un lugar que permita conseguir una operación más eficiente.

Para llevar a cabo el diseño del sistema de facilidades en un proceso de inyección de agua, es necesario tener en cuenta los siguientes factores para garantizar su buen desempeño: tasas de inyección, presión de inyección (en fondo y en cabeza de pozo), presión de descarga de la bomba, entre otros.

Debido a las circunstancias individuales de cada campo, deben llevarse a cabo ajustes a los valores estimados por medio de cálculos matemáticos para el diseño, con el fin de acoplar estratégicamente el sistema de producción secundaria a los equipos existentes durante la producción primaria.

A continuación, se presentan algunos de los equipos utilizados en los procesos de inyección de agua.

**2.1.4.1 Motores.** Existen varios tipos de motores: impulsados por gas natural, máquinas de combustión interna, motores eléctricos (de corriente alterna o continua), impulsados por diesel o gasolina y turbinas de gas natural.

Para seleccionar uno u otro, es necesario considerar los siguientes aspectos:

- ✚ Compatibilidad entre las diferentes unidades del sistema de inyección.
- ✚ Experiencia del personal en su manejo y mantenimiento.
- ✚ Capacidad de los equipos.
- ✚ Consumo y costo de energía.
- ✚ Comparación de inversión inicial entre diferentes equipos.
- ✚ Prever condiciones de temperatura y de altitud, con el fin de garantizar una mayor eficiencia en los equipos.

Lo más importante en la parte del diseño, es tener en cuenta que la potencia y las curvas de desempeño se deben ajustar a los requerimientos de la bomba, con el fin de realizar futuros cambios a las condiciones de operación.

Según la experiencia, se ha establecido que un adecuado manejo de la energía, hace que la eficiencia del proceso mejore. Por ello, es indispensable regular y controlar periódicamente los dispositivos que la suministran, prever posibles descensos e incrementos en la potencia que se está entregando para el

funcionamiento de las bombas para evitar que las tasas de entrega (en el caso de las bombas de inyección) varíen drásticamente y afecten en forma desfavorable el proceso.

La siguiente figura representa un motor tipo Westinghouse, utilizado en las operaciones de inyección de agua en el campo Caño Limón.

**Figura 30. Motor Westinghouse.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** RINCÓN, Carlos. Tesis de Grado 2005.

**2.1.4.2 Bombas de Inyección.** Una bomba (**Figura 31**) es un dispositivo para incrementar la presión de un fluido. La presión diferencial entre la descarga de la bomba y un punto corriente abajo, hace que el fluido se mueva en la dirección de menor presión. Generalmente las bombas utilizadas en los procesos de inyección de agua son de dos tipos: Reciprocantes y Centrífugas.

Las bombas reciprocantes o de desplazamiento positivo, incrementan la presión al atrapar un volumen de fluido a una presión de succión y luego lo comprimen a una presión de descarga; aquí no hay flujo hasta que las válvulas de descarga se abren. En el caso de las bombas centrífugas, éstas incrementan la presión del

fluido al aumentar su velocidad dentro de la bomba y luego convierten la energía cinética en un aumento en la presión de descarga de la bomba.

Existen diferencias fundamentales entre estos dos tipos de bombas. Las reciprocantes tienen una capacidad (volumen de fluido bombeado por unidad de tiempo) que es función de la velocidad de operación. Para un determinado tamaño de bache de fluido, la tasa no cambia significativamente sobre un amplio rango de presiones de descarga. La bomba centrífuga tiene una capacidad que es una función directa del incremento de presión a través de ella. En el caso extremo, la presión puede llegar a ser suficientemente alta como para cesar el flujo.

Al momento de seleccionar la bomba, es importante analizar los siguientes factores, con el fin de lograr el éxito dentro del proyecto:

- ✚ Motor a ser usado.
- ✚ Tasas y presiones de inyección requeridas a través de la vida del proceso.
- ✚ Calidad del agua de inyección.
- ✚ Espacio disponible para la bomba.
- ✚ Eficiencia de la bomba.
- ✚ Costo inicial, incluyendo instalación.
- ✚ Costos de operación y mantenimiento.
- ✚ Impacto de la devaluación del equipo.

En las **Tablas 5** y **6**, se presentan las ventajas y desventajas de los tipos de bombas de inyección utilizadas en procesos de inyección de agua.

**Tabla 5. Ventajas y Desventajas de las Bombas Reciprocantes.**

| VENTAJAS   | DESVENTAJAS  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Alta eficiencia volumétrica y mecánica.</li> <li>◆ Bajos costos de combustible.</li> <li>◆ Incremento en la demanda de potencia como función directa de la velocidad.</li> <li>◆ Gran tolerancia a calidades de agua adversas.</li> <li>◆ La tasa no es afectada por la presión sobre un amplio rango.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Alta inversión inicial debido a sus grandes tamaños, pesos y a su alto costo de mantenimiento.</li> <li>◆ Una bomba operada a baches, genera pulsaciones dañinas, requiriendo costos adicionales.</li> <li>◆ Presenta limitaciones en valores altos de presión a la entrada.</li> </ul> |

**TOMADA Y MODIFICADA DE:** ROSE, Stephen, 1989.

**Tabla 6. Ventajas y Desventajas de las Bombas Centrífugas.**

| VENTAJAS   | DESVENTAJAS   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ El flujo es relativamente calmado, con pocas pulsaciones.</li> <li>◆ La bomba es simple mecánicamente y de fácil mantenimiento.</li> <li>◆ Los costos de instalación y mantenimiento son bajos.</li> <li>◆ La unidad de rotación puede acoplarse directamente al motor, especialmente cuando éste es mecánico.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Bajas eficiencias volumétricas y mecánicas.</li> <li>◆ No son diseñadas para ser efectivas a bajas tasas y altas presiones de descarga.</li> </ul> |

**TOMADA Y MODIFICADA DE:** ROSE, Stephen, 1989.

Debido a las tasas y a los volúmenes de fluido manejados por las bombas, es necesario llevar a cabo un control sobre cada uno de los elementos que las componen, con el fin de garantizar su adecuado funcionamiento y preservar su vida útil. Para ello, es necesario realizar algunas prácticas operacionales, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- ✚ Controlar la velocidad de entrada del fluido, para evitar pulsaciones o movimientos fuertes que puedan afectar las partes móviles de la bomba.
- ✚ Suministrar correctamente la energía que alimenta el sistema.
- ✚ Controlar la calidad de los fluidos que maneja la bomba.
- ✚ Mantener una alineación y un amplio espaciamiento que garantice un buen desempeño individual, en los casos donde exista un sistema de bombas trabajando en serie y/o en paralelo.
- ✚ Contar con rutinas de mantenimiento y limpieza del equipo que permitan prolongar su vida útil.

**Figura 31. Bomba de inyección.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** RINCÓN, Carlos. Tesis de Grado 2005.

## 2.2 INYECCIÓN DE VAPOR

La generación de vapor requiere agua limpia, no solamente en el sentido que no debe tener sólidos en suspensión, sino también en lo que respecta a minerales en solución, ya que los líquidos y los gases no deben dañar el equipo de generación de vapor, el sistema de distribución o los pozos.

Básicamente, el agua no debe tener materia en suspensión o disuelta que pueda precipitarse o atacar la tubería del generador de vapor. Los sólidos en suspensión tienden a ensuciar los ablandadores de agua y a promover la formación de lodo. Además, cualquier sólido que pase por el sistema de generación de vapor, tendería a acumularse sobre el intervalo de inyección y reducir la inyectividad del pozo. La presencia de aceite en el agua que alimenta el sistema, reduce la vida de las resinas y, mediante la promoción de la formación de escamas en los tubos del generador de vapor, se produce vaporización de la película y la subsecuente formación de coque.

La formación de escamas que se adhieren a los tubos del generador, tienden a reducir las tasas de transferencia de calor y por ende, a promover sobrecalentamiento localizado y la posible quema de los tubos. Aún más, cualquier depósito que se forme sobre los tubos puede originar y acelerar la corrosión. Las escamas que se forman comúnmente contienen calcio, magnesio, hierro y sílice. Se pueden utilizar agentes queláticos para captar cualquier exceso de dureza que pase a través de los ablandadores de agua.

Generalmente se sabe como tratar el agua, pero el problema consiste en tratarla tan económicamente como sea posible y a la vez tomar en consideración que el tratamiento insuficiente o inapropiado del agua podrá resultar en un aumento de costos de mantenimiento del equipo de generación de vapor y aún en el costo de reacondicionamiento de pozos.

El tratamiento de agua está afectado por la fuente misma y la composición química de la corriente de agua. Estas dos consideraciones están a menudo relacionadas. Las aguas de los ríos y de los lagos tienden a poseer altas concentraciones de oxígeno disuelto y sólidos en suspensión, y una pequeña concentración de sólidos disueltos; mientras que las aguas subterráneas poseen características opuestas.

Frecuentemente, el agua producida en cualquier campo petrolero es más difícil y costosa de tratar que el agua de otras fuentes, debido a su aumento en dureza, sólidos disueltos, salinidad y contenido de petróleo. Sin embargo, puede que ésta sea la única agua disponible en las cantidades requeridas. Además, su uso puede aumentar en aquellas áreas donde es difícil y costoso satisfacer los requisitos de eliminación del agua producida en las operaciones del campo<sup>(34)</sup>.

**2.2.1 Tratamiento del Agua.** Generalmente el agua de alimento al generador es sometida a tres operaciones, primero reducir el contenido de minerales suspendidos o la cantidad de materia orgánica (proceso físico), segundo ablandamiento del agua y tercero eliminar los gases disueltos (procesos químicos).

✚ **Filtración**<sup>(15,20,32)</sup>. Por lo general, el agua de inyección tiene cierta cantidad de sólidos en suspensión, los cuales son los primeros en ser eliminados durante el proceso de tratamiento del agua. La remoción de estas impurezas se lleva a cabo en dos etapas, la primera de ellas es la de oxidación-decantación y la segunda, la de filtración a través de un medio poroso. En estas etapas se eliminan olores, se mejora el color, se reduce la turbidez y se remueven elementos en suspensión. Los filtros utilizados en esta primera fase del tratamiento del agua de inyección (**Figura 32**), están conformados por tres capas: antracita, la cual elimina el color, olor y sabor del agua; arena, para

retirar los materiales en suspensión y grava, para evitar que la arena penetre en los desagües inferiores de la torre de filtrado y distribuir el flujo en el retro-lavado.

**Figura 32.** Filtros verticales.



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** FRANCO, Francy. LEÓN, Emiro. Tesis de Grado 2003.

✚ **Ablandamiento del agua<sup>(4)</sup>.** Es muy importante remover la dureza del agua causada por los iones de calcio y magnesio, se debe reducir la concentración de estos hasta un valor por debajo de 1 ppm.

Una vez filtrada el agua, pasa luego a tres suavizadores con resina zeólita-catiónica a presión donde por efecto del intercambio iónico, los compuestos de carbonato de calcio y magnesio se convierten en compuestos solubles estables de base sodio, eliminando la dureza del agua.

El intercambio iónico inactiva la zeolita al sucederse la reacción. Para reactivarla y poder continuar el ciclo de intercambio se utiliza salmuera (agua y sal) que pasa a través de los lechos circulándola en sentido contrario al flujo normal. Se cumple así una secuencia que es establecida por un programa automático y por el cual la zeolita se reactiva, eliminándose el material depositado sobre ella. La

zeolita es un grupo de aluminio se silicato de sodio hidratado natural o sintético que tiene la propiedad de intercambiar iones.

**Figura 33. Tanques de Ablandamiento del agua.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** OSPINA, Johan. Tesis de Grado 2004.

✚ **Remoción del oxígeno**<sup>(15,32)</sup>. Se debe eliminar cualquier cantidad de oxígeno y de dióxido de carbono presentes en el agua. Este proceso, generalmente, se realiza usando una combinación de deaireación mecánica y tratamiento químico, o sólo tratamiento químico. La deaireación mecánica consiste en poner en contacto cerrado, el agua de alimento con algo de vapor del generador. Con este mecanismo, todos los gases disueltos son eliminados y el contenido de oxígeno se puede disminuir a menos de 0.01 ppm, minimizando así, los problemas de corrosión.

Varias clases de productos químicos son agregados al agua de alimento con el fin de mejorar el comportamiento y la eficiencia del generador de vapor. El sulfito de sodio, es agregado para remover cantidades remanentes de oxígeno.

Los fosfatos son agregados para evitar la formación de escamas. Otros químicos son agregados para inhibir la corrosión y el crecimiento de bacterias y la soda cáustica se utiliza para ajustar debidamente el pH.

**Figura 34. Tanques de inyección de químicos.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: OSPINA, Johan. Tesis de Grado 2004.

**Tabla 7. Condiciones de entrada del agua a un generador.**

| PARÁMETRO           | DESCRIPCIÓN |
|---------------------|-------------|
| Calcio              | < 1 ppm     |
| Magnesio            | < 1 ppm     |
| Hierro              | < 1 ppm     |
| Oxígeno             | < 0.01 ppm  |
| CO <sub>2</sub>     | 0.1 ppm     |
| Cloruros            | < 80 ppm    |
| pH                  | 7.0 y 12    |
| Sólidos suspendidos | < 5 ppm     |

TOMADA Y MODIFICADA DE: PRATS, Michael. 1987.

Al finalizar el tratamiento del agua, ésta debe presentar las características presentadas en la tabla anterior para que sea enviada a los generadores.

Generalmente el agua tratada que alimenta el sistema fluye por gravedad desde un tanque de almacenamiento a una bomba centrífuga que distribuye el agua a cada generador de vapor. Luego, se utilizan bombas de desplazamiento positivo (bombas para agua de alimentación) que operan a presión adecuada para evitar la cavitación y para satisfacer la presión de succión con el objeto de forzar el agua a través del generador de vapor. Preferiblemente, el tanque de almacenamiento debe ser galvanizado y debe tener un colchón de nitrógeno para reducir el arrastre de las partículas de hierro y el oxígeno disuelto.

**2.2.2 Generación del Vapor<sup>(4,7,14,34)</sup>.** Luego de realizar el tratamiento al agua, ésta pasa a los generadores de vapor, que son los encargados de convertirla en una mezcla de vapor húmedo, la cual va ser inyectada dentro de la zona productora.

Los generadores de vapor del tipo de una sola bombeada o de un solo paso se conocen también como generadores de vapor húmedo y se utilizan exclusivamente para métodos de inyección térmicos en los campos petroleros. Fueron desarrollados en los inicios de la década de los años 60 y difieren de una caldera auténtica en que no tienen un tambor de separación y no requieren recirculación ni purga.

**2.2.2.1 Clasificación de los Generadores de Vapor<sup>(34)</sup>.** Generalmente, se dispone de generadores de vapor en tres niveles de presión: 1.000, 1.500 y 2.500 psig, según las especificaciones de las tuberías de los serpentines. Para presiones de 2.700 a 2.800 psig, se utilizan aceros al molibdeno y para presiones más altas, se requiere el acero inoxidable. Comúnmente la presión de trabajo del generador está

más limitada por la presión de la bomba de alimentación del agua que por la resistencia de los serpentines.

Es importante escoger el tamaño adecuado de los generadores de vapor cuando el volumen requerido de vapor es pequeño, con el fin de evitar gastos innecesarios. Cuando se trata de un número grande pozos, el tamaño de cada generador individual pierde importancia, debido a que se pueden ubicar una o más plantas generadoras de vapor en distintos sitios del campo.

Si el campo en donde se está llevando a cabo la inyección de vapor implementa una planta central para la generación de vapor y presenta pozos que están muy lejos de la planta, se pueden utilizar unidades portátiles de generación de vapor.

La capacidad típica de los generadores de vapor va desde  $10 \times 10^6$  hasta  $150 \times 10^6$  Btu/h, que corresponde a tasas de aproximadamente 650 a 10.000 bbl/d de agua convertidas en vapor de 80% de calidad. Normalmente, los generadores no son diseñados para que funcionen a menos de la mitad de su capacidad máxima. En los proyectos de inyección continua de vapor, la capacidad del generador de vapor se determina partiendo de la tasa deseada de inyección de vapor por pozo inyector y del número de inyectores que deben utilizarse en cualquier momento dado. Es importante tener en cuenta que los volúmenes requeridos decrecerán con el tiempo a medida que el vapor llega a los pozos productores.

Para proyectos pequeños, debe siempre considerarse tener dos o más generadores de vapor en vez de uno de capacidad equivalente. Esto aumenta las probabilidades de tener siempre disponible un cierto volumen de vapor para cuando el generador requiera algún tipo de mantenimiento o se presente cualquier evento no programado. Según su facilidad de transporte, los generadores se clasifican en<sup>(5)</sup>:

- ✚ **Estáticos.** Son los que permanecen siempre en el mismo punto y llevan el vapor a los pozos que están lejos de él, por medio de líneas.

**Figura 35. Generador Estático.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

- ✚ **Móviles.** Son los que poseen llantas o simplemente se pueden transportar por medio de grúas de un pozo a otro.

**Figura 36. Generador Móvil.**

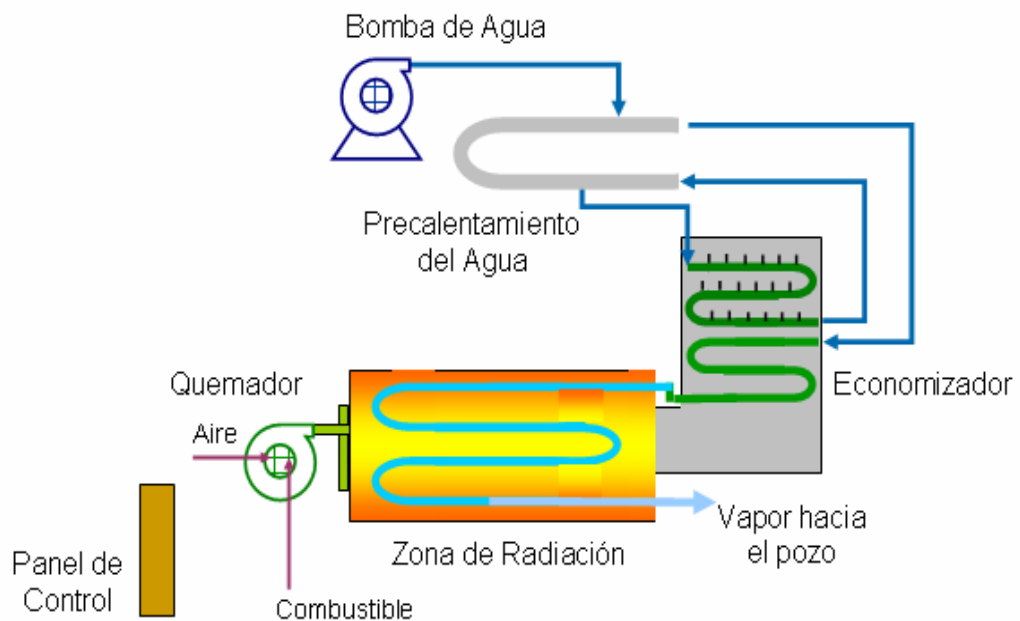


TOMADA Y MODIFICADA DE: BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

**2.2.2.2** Funcionamiento de un Generador de Vapor. El proceso que se lleva a cabo dentro de un generador de vapor es el siguiente:

El agua que ha sido tratada, es llevada al generador, mediante bombas de desplazamiento positivo tipo pistón. El agua entra a un precalentador, en donde se le incrementa su temperatura a 280 °F. De allí, el agua entra al economizador, en donde es calentada a 500 °F aproximadamente. Luego, el agua es llevada nuevamente al precalentador, con el fin de calentar la corriente de agua que está iniciando el proceso. De allí, es llevada a la zona de radiación, en donde se obtiene el vapor que se va a inyectar al yacimiento.

**Figura 37. Esquema del funcionamiento de un generador de vapor.**



**FUENTE:** FLÓREZ O., F. A.; LÓPEZ L., S. A.

### 2.2.2.3 Partes de un Generador de Vapor<sup>(5,15,32)</sup>.

✚ **Bomba para Agua de Alimentación.** Dependiendo de la capacidad de transferencia de calor, la bomba de alimentación de desplazamiento positivo es triplex o quíntuplex tipo pistón, las cuales tienen un tamaño adecuado para suministrar el agua hacia el generador accionadas por un motor eléctrico.

Viene provista de una válvula de derivación reguladora de caudal (By-pass), la cual reduce o incrementa el flujo, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión del vapor que se requieren para satisfacer la operación.

**Figura 38. Bomba para alimentación del agua.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

✚ **Pre calentador de Agua.** Es un típico intercambiador de doble tubo, usado para incrementar la temperatura del agua de alimentación sobre el punto de rocío de los gases de combustión (a presión atmosférica la temperatura es de 240 °F a 280 °F), para prevenir la condensación de estos gases que circulan alrededor de los tubos de la sección de convección originando fuerte corrosión en los mismos. Para este calentamiento se utiliza agua de salida proveniente del serpentín de la sección de convección (economizador).

**Figura 39. Precalentador de agua.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

✚ **Economizador.** Es la sección en donde el agua precalentada alcanza la temperatura de vaporización. Aquí, se utiliza parte del calor arrastrado por los gases productos de la combustión. Consiste en una serie de tubos por donde fluye el agua a medida que se va calentando; casi siempre los tubos de las primeras hileras son desnudos y lisos (lado de alta temperatura) y se les conoce como tubos de choque, los tubos de bajo calor (filas superiores) están provistos de aletas para darles un área mayor de calentamiento.

**Figura 40. Economizador.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

✚ **Cámara de Combustión.** Es una carcaza cilíndrica de material refractario, donde tiene lugar la combustión del aire y el combustible. En uno de sus extremos está instalado el quemador, y el otro está provisto de una abertura para el escape de los gases de combustión. Es la sección que convierte el agua en vapor al 80 %.

**Figura 41. Cámara de Combustión.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

**Figura 42. Quemador.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

- ✚ **Quemador.** El quemador realiza la mezcla de aire y combustible para la combustión, con el fin de generar el vapor de las características deseadas en la operación.
- ✚ **Panel de Control.** En él se encuentran los instrumentos que permiten la operación del generador; registradores, indicadores de flujo, presión y temperaturas, que permiten ver los cambios que se suceden en la operación.

**Figura 43. Panel de Control.**



TOMADA Y MODIFICADA DE: BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

- ✚ **Sistema de Combustible.** Suministra gas al quemador a una tasa y presión determinadas. Dispone de un sistema de atomización para cuando el combustible es líquido. El aire debe ser suministrado en suficientes cantidades para alcanzar la tasa de calor deseado. Combustiones incompletas generarán depósitos en diferentes secciones del sistema, originando averías en el equipo.

**Figura 44. Sistema de combustible.**



**TOMADA Y MODIFICADA DE:** BELTRÁN, Jesús. Tesis de Grado 2005.

**2.2.2.4** Eficiencia del Generador de Vapor<sup>(34)</sup>. La eficiencia típica de los generadores de vapor está entre 80 y 85%, y puede exceder el 90%, mediante el diseño especial del equipo.

La mayoría del calor perdido sale por la chimenea. La cantidad de calor perdido por los gases de combustión, es directamente proporcional a la temperatura y a la tasa de flujo de la masa de gas ventada a la atmósfera. Por lo tanto, para reducir las pérdidas de calor por la chimenea, se utilizan intercambiadores de calor en la sección de convección y quemadores especiales, que permitan reducir el exceso de aire a menos del 5%. La cantidad de calor recuperable del gas de escape está limitada por los efectos corrosivos de los óxidos de azufre contenidos en los gases de combustión, los cuales tienden a condensarse y a formar ácidos en la chimenea, a medida que disminuye la temperatura. Por ello, la chimenea funciona a temperaturas ligeramente más altas que el punto de rocío del ácido, (aproximadamente 350 °F a las condiciones de operación), pero tal situación limita la eficiencia de los generadores. Sin embargo, existen secciones especiales de convección, cuyas superficies de intercambio de calor son de acero inoxidable o de recubrimiento plástico que pueden enfriar los gases de chimenea a 150 °F aproximadamente, aún en el caso de quemar crudos que contengan azufre. Esto

puede aumentar la eficiencia térmica entre un 8 y un 10%, mientras que a su vez reduce la cantidad de enfriamiento en los depuradores (en caso de que éstos estén en uso).

La pérdida de eficiencia térmica de una unidad, generalmente indica que la transferencia de calor a los serpentines presenta problemas. En los calentadores a gas, donde el hollín no debería ser un inconveniente, la pérdida de eficiencia térmica generalmente indica que se han formado escamas dentro de los serpentines. Las escamas comúnmente se remueven mediante la circulación de soluciones diluidas de ácido a través de la unidad, hasta que la concentración de ácido en el efluente indique que la reacción es completa.

La práctica recomendada por el API (American Petroleum Institute), es que la eficiencia térmica nominal de los generadores de vapor se base en el mayor valor calorífico del combustible que va a quemarse, la temperatura especificada del gas de escape y el exceso de oxígeno o exceso de aire en el gas de combustión. El mayor valor calorífico de un combustible se define como el calor despedido, medido por un calorímetro a presión constante, cuando el combustible se quema completamente en condiciones estequiométricas, los productos de combustión son enfriados hasta 60 °F y el vapor de agua producido a esa temperatura es condensado completamente a líquido. Sin embargo, el API permite que las eficiencias nominales se basen en criterios diferentes. No obstante, las eficiencias térmicas, que se determinan durante el curso de un proyecto para calificar el funcionamiento de los generadores de vapor, se deben basar en criterios idénticos.

### 3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es el proceso donde se integran las diferentes disciplinas del área de los hidrocarburos, tales como la Geología, la Petrofísica, la Ingeniería de Yacimientos y las Operaciones de Producción, con el fin de estudiar el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación y de esta manera optimizar la recuperación de aceite.

La simulación de yacimientos es una herramienta que utiliza el ingeniero para analizar el comportamiento de los yacimientos bajo los diferentes escenarios contemplados en el desarrollo del mismo y de esta forma poder tomar decisiones que conlleven a la maximización del recobro. Para ello se debe crear un modelo que sea representativo del yacimiento que desea simular a partir de la información suministrada por las otras disciplinas.

La simulación requiere de una buena descripción física del yacimiento y de los tipos de mecanismos por medio de los cuales se logra su producción. Esta información debe ser veraz, confiable y lo más cercano a la realidad, para lograr mediante la simulación numérica resultados y comportamientos que sean representativos del modelo simulado. Considerando los propósitos con los que se realice la simulación, la información que puede ser requerida para efectuarla es la siguiente:

- ✚ Descripción física y geológica del yacimiento.
- ✚ Mecanismos de desplazamiento que operan en el yacimiento.
- ✚ Propiedades petrofísicas de la roca.
- ✚ Propiedades PVT de los fluidos.

- ✚ Historia de producción.
- ✚ Estado mecánico de pozos.
- ✚ Costos de operación del campo.

La realización de una simulación numérica es de gran ayuda, ya que a partir de ella, se puede:

- ✚ Conocer el volumen original de aceite.
- ✚ Tener conocimiento sobre el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento a través del tiempo.
- ✚ Determinar el comportamiento de un yacimiento (aceite y/o gas), bajo diversos mecanismos de desplazamiento.
- ✚ Simular procesos de recuperación secundaria y terciaria o mejorada.
- ✚ Optimizar los sistemas de recolección de fluidos en superficie.
- ✚ Determinar los efectos de la localización de pozos y su espaciamiento, en la productividad y en la eficiencia de barrido.
- ✚ Contar con información suficiente para estimar los costos de producción del campo.
- ✚ Definir valores de parámetros de yacimiento para llevar a cabo estudios económicos.
- ✚ Realizar un análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos mediante las variaciones de los parámetros tanto de yacimiento como operacionales.
- ✚ Realizar estudios individuales de pozo.
- ✚ Planear los escenarios de producción en un futuro.

En el presente trabajo la simulación numérica se usó para evaluar el desempeño de la implementación de los procesos de inyección de agua y la inyección continua de vapor en un yacimiento que presenta propiedades y características que lo ubican dentro del rango de aplicabilidad de ambos métodos. Además se utilizó para realizar una sensibilidad de parámetros operacionales con la finalidad de

seleccionar el proceso que presenta el mejor desempeño técnico. Cabe mencionar que también se desarrolló una sensibilidad a algunos parámetros de yacimiento, no con el fin de la selección del mejor método sino el de identificar los escenarios bajo los cuales cada uno de los procesos de recuperación presenta una mejor respuesta.

### **3.1 METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA**

Antes de llevar a cabo la simulación numérica es necesario tener en cuenta algunos aspectos importantes con el fin de garantizar una buena descripción del modelo a simular y de esta forma contar con resultados que presenten la mínima incertidumbre posible. Los aspectos que se tuvieron en cuenta en el desarrollo del presente estudio son los siguientes:

- ✚ Selección del tipo de simulador a utilizar de acuerdo con las características del yacimiento y el proceso o procesos que se van a simular.
- ✚ Disponer de la mayor información posible de las propiedades petrofísicas, registros de pozos, fluidos de yacimiento, presiones capilares y permeabilidades relativas. Si no se cuenta con los valores de propiedades que son necesarias, es preciso utilizar correlaciones apropiadas para el cálculo de su valor.
- ✚ Selección del enmallado de simulación teniendo en cuenta al menos los criterios de selección básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de corrida y evitar posibles errores que se puedan presentar en el balance de materia del yacimiento.
- ✚ Si se simulan dos procesos físicamente distintos, es necesario realizar dichos procedimientos en una misma herramienta con el fin de tener un mismo criterio para evaluar los resultados obtenidos con la simulación.

- ✚ Realizar la simulación del proceso de inyección de agua y del proceso de inyección continua de vapor.
- ✚ En el caso en que los resultados finales del factor de recobro de aceite obtenido de la simulación de los dos procesos de recuperación sean bastante distantes, se realiza una sensibilidad a los parámetros de yacimiento con la finalidad de determinar cuáles de ellos tienen una influencia directa sobre el desempeño de los métodos e identificar un contexto o un rango de valores en el cual las respuestas del recobro de aceite sean cercanas.
- ✚ Desarrollo de la sensibilidad de parámetros operacionales (presiones de inyección y producción, tasas de inyección, espaciamiento entre pozos) con el propósito de identificar cuáles de ellos tienen un mayor efecto en la eficiencia de los procesos de recobro y establecer los escenarios operacionales donde se presenta la mejor recuperación de aceite.
- ✚ Comparar los resultados obtenidos de la simulación numérica de los mejores escenarios operativos para cada uno de los procesos y determinar el método que presenta el mejor desempeño en el yacimiento considerando factores como la recuperación de aceite y la eficiencia del proceso.

### 3.2 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

El software **CMG (Computer Modeling Group)**, es una poderosa herramienta que cuenta con tres procesadores para llevar a cabo la simulación numérica de diversos procesos de recuperación que se emplean actualmente en la industria. Estos procesadores son **IMEX**, **STARS** y **GEM**, los cuales están dirigidos a realizar simulación de yacimientos de aceite negro (inyección de agua, inyección de polímeros), trifásica de múltiples componentes de aplicación térmica (inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor, SAGD, entre otros) y de esquemas de recuperación mejorada que consideren la inyección de gas o de solvente (inyección de CO<sub>2</sub> miscible e inmisible, entre otros), respectivamente.

De acuerdo al método de recuperación es común utilizar el paquete **IMEX** para llevar a cabo procesos de inyección de agua y el paquete **STARS** para la inyección continua de vapor. Sin embargo, por recomendación del doctor Farouq Alí es apropiado emplear una misma herramienta para simular ambos procesos, en este caso **STARS**, debido a que el modelamiento numérico en el que se basa la simulación es el mismo y por lo tanto brinda un mismo marco de referencia para su correcta comparación.

**3.2.1 Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos – STARS (Versión 2005)<sup>(9)</sup>.** **STARS** es un simulador de tres fases que permite la simulación de múltiples procesos térmicos. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de enmallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales.

**STARS** se puede ejecutar en una modalidad completamente implícita y adaptiva implícita. En muchos casos puede solucionarse una pequeña cantidad de bloques del enmallado de manera completamente implícita principalmente útil para evaluar los problemas de conificación donde ocurren tasas altas de flujo cerca de la cara del pozo o en yacimientos estratificados de capas muy delgadas, mientras que el resto de los bloques se pueden solucionar mediante el método explícito. Según Calvin Mattax<sup>(30)</sup>, los métodos implícitos usan la movilidad y la presión capilar calculadas como funciones de la saturación al final del paso de tiempo, mientras que los procedimientos explícitos usan valores de saturación conocidos al inicio de un intervalo de tiempo.

**3.2.2 Simulación numérica empleando el paquete STARS.** La simulación numérica con este paquete, se inicia con la preparación del archivo de entrada para la simulación, en el cual se incluyen los datos que describen el yacimiento, las propiedades PVT del fluido y las características del pozo. La construcción de

este archivo de entrada se puede realizar de dos formas diferentes. Una de estas formas es utilizando un procesador de texto en el cual, el usuario debe ingresar la información requerida por medio de palabras claves (*keywords*) en el orden y con la sintaxis correcta, de tal manera que el simulador reconozca cada una de ellas.

La anterior forma de generar el archivo de entrada es algo complicada y está sujeta a que se cometan muchos errores, en la medida en que el usuario no tenga el manejo adecuado de las palabras claves con las que se asigna una determinada propiedad al modelo de simulación.

Otra forma más sencilla de generar el archivo de entrada para la simulación, es utilizando la plataforma del preprocesador **Builder**, ofrecido por **CMG**. Este preprocesador ofrece una interfase que opera bajo un ambiente Windows, donde el usuario puede ingresar la información requerida para la construcción del modelo de simulación al tiempo que internamente se genera el archivo de entrada con las respectivas palabras claves.

En el manual del usuario presente en el Anexo A de este libro, se explica en forma detallada el procedimiento a seguir para la correcta elaboración de un modelo de simulación.

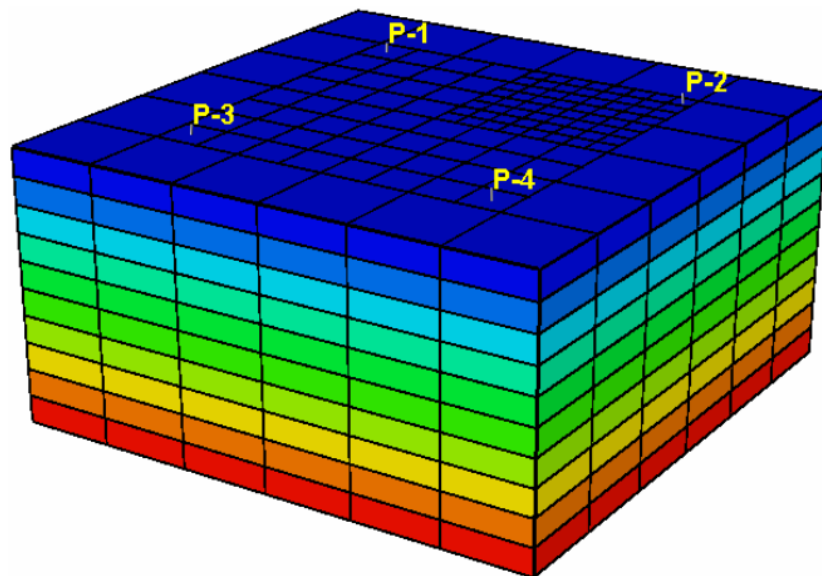
### **3.3 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE CAMPO**

Con el fin de determinar un enmallado a partir del cual se realizaría la simulación numérica de los procesos de inyección de agua e inyección continua de vapor, se construyeron cuatro tipos de enmallados cartesianos (ver **Figuras 45, 46, 47 y 48**) cuyas características se resumen en las **Tablas 8, 9, 10 y 11**. Para dicha selección, se consideraron aspectos como el tiempo empleado durante la corrida de simulación, la exactitud de las respuestas y los posibles errores que pudieran

presentarse durante la solución de las ecuaciones de balance de materia. Es necesario comentar que dichas corridas se hicieron para la producción primaria del modelo de campo a un tiempo de 15 años. Además, los enmallados de simulación difieren solo en el número de celdas que poseen, manteniendo constante tanto el volumen poroso como los volúmenes de fluidos contenidos en él.

El desarrollo de un refinamiento local interno para los distintos enmallados se realizó con el fin de obtener una mejor visualización de los fenómenos físicos que suceden al interior del patrón de inyección.

**Figura 45. Enmallado de simulación 1.**

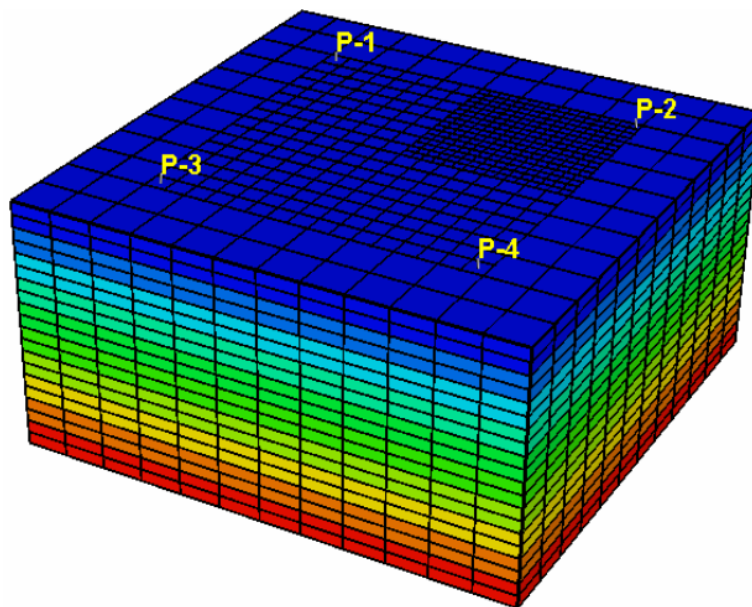


**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**Tabla 8. Características del enmallado de simulación 1.**

| CARACTERÍSTICAS DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN 1 |                           |              |
|---|---------------------------|--------------|
| Tipo de Enmallado                             | Cartesiano                |              |
| Número de Bloques                             | Dirección I               | 6            |
|   | Dirección J               | 6            |
|   | Dirección K               | 10           |
| Ancho de Bloques                              | Dirección I, J (Externos) | 466.690 pies |
|   | Dirección I, J (Internos) | 466.690 pies |
| Refinamiento local interno                    | Dirección I               | 8            |
|   | Dirección J               | 8            |

**Figura 46. Enmallado de simulación 2.**

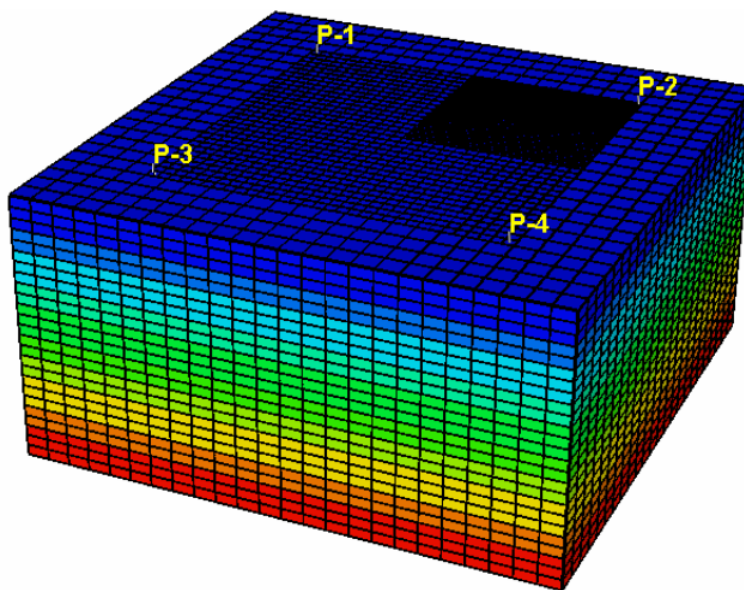


**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**Tabla 9. Características del enmallado de simulación 2.**

| <b>CARACTERÍSTICAS DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN 2</b> |                           |              |
|--|---------------------------|--------------|
| Tipo de Enmallado                                    | Cartesiano                |              |
| Número de Bloques                                    | Dirección I               | 12           |
|  | Dirección J               | 12           |
|  | Dirección K               | 20           |
| Ancho de Bloques                                     | Dirección I, J (Externos) | 233.345 pies |
|  | Dirección I, J (Internos) | 233.345 pies |
| Refinamiento local interno                           | Dirección I               | 16           |
|  | Dirección J               | 16           |

**Figura 47. Enmallado de simulación 3.**

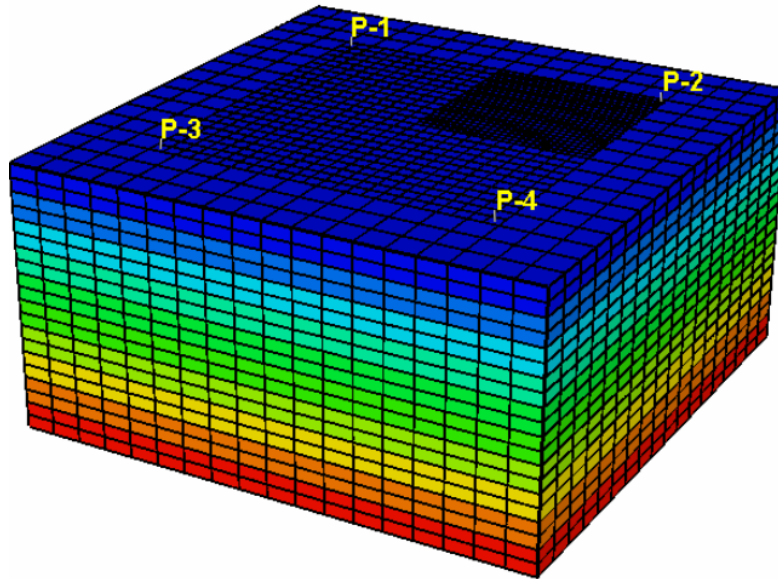


**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**Tabla 10. Características del enmallado de simulación 3.**

| <b>CARACTERÍSTICAS DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN 3</b> |                           |              |
|--|---------------------------|--------------|
| Tipo de Enmallado                                    | Cartesiano                |              |
| Número de Bloques                                    | Dirección I               | 24           |
|  | Dirección J               | 24           |
|  | Dirección K               | 25           |
| Ancho de Bloques                                     | Dirección I, J (Externos) | 116.673 pies |
|  | Dirección I, J (Internos) | 116.673 pies |
| Refinamiento local interno                           | Dirección I               | 32           |
|  | Dirección J               | 32           |

**Figura 48. Enmallado de simulación 4.**



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**Tabla 11. Características del enmallado de simulación 4.**

| CARACTERÍSTICAS DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN 4 |                           |              |
|---|---------------------------|--------------|
| Tipo de Enmallado                             | Cartesiano                |              |
| Número de Bloques                             | Dirección I               | 18           |
|   | Dirección J               | 18           |
|   | Dirección K               | 20           |
| Ancho de Bloques                              | Dirección I, J (Externos) | 155.563 pies |
|   | Dirección I, J (Internos) | 155.563 pies |
| Refinamiento local interno                    | Dirección I               | 24           |
|   | Dirección J               | 24           |

La malla de simulación fue poblada con valores constantes para cada una de las propiedades petrofísicas de la roca, las cuales se resumen en la **Tabla 12**.

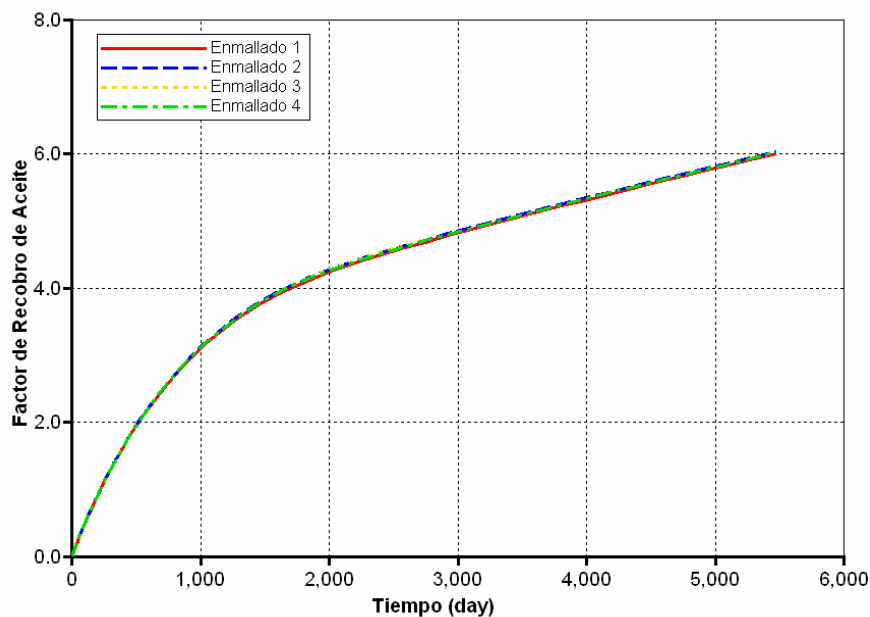
**Tabla 12. Propiedades de la roca para los modelos de simulación.**

| PROPIEDADES DE LA ROCA |             |             |                 |               |                      |            |
|------------------------|-------------|-------------|-----------------|---------------|----------------------|------------|
|                        | Tope        | Espesor     | Porosidad       | Permeabilidad | Saturación de Aceite | Presión    |
| <b>Unidades</b>        | <i>pies</i> | <i>pies</i> | <i>fracción</i> | <i>md</i>     | <i>fracción</i>      | <i>psi</i> |
| <b>Valor</b>           | 2200        | 100         | 0.24            | 350           | 0.7                  | 750        |

Como se mencionó anteriormente, uno de los parámetros considerados para la selección del enmallado fue la exactitud de sus respuestas. Como se puede observar en las **Figuras 49 y 50**, el comportamiento de las curvas de Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo y Producción Acumulada de Aceite vs. Tiempo para los cuatro tipos de enmallado es similar, y presentan las mismas tendencias; con

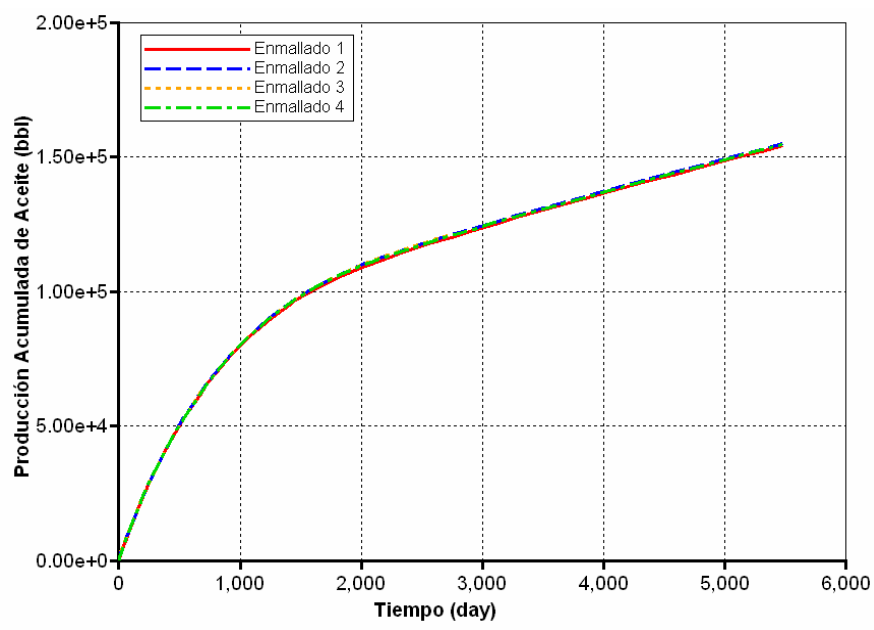
una mínima diferencia entre cada uno de ellos. Además, teniendo en cuenta el tiempo de simulación empleado por cada uno de los enmallados (ver **Tabla 13**), se observa que la duración de la corrida del enmallado 3, es mucho mayor que el tiempo utilizado por los otros tres enmallados. Por esta razón, este enmallado fue descartado del proceso de selección. Debido a la ausencia de errores durante el cálculo en las ecuaciones de balance de materia, este aspecto no tuvo incidencia en la elección del enmallado.

**Figura 49. Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, para diferentes enmallados.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**Figura 50. Producción de Acumulada Aceite vs. Tiempo, para diferentes enmallados.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**Tabla 13. Tiempo de simulación empleado por los diferentes enmallados.**

| ENMALLADO | TIEMPO DE SIMULACIÓN (segundos) |
|-----------|---------------------------------|
| 1         | 15                              |
| 2         | 135                             |
| 3         | 2700                            |
| 4         | 230                             |

**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, se pudo observar que el enmallado 4 permitía una visualización más detallada del comportamiento que presentaba el yacimiento durante su etapa de producción en comparación con los

enmallados 1 y 2, sin afectar considerablemente el tiempo de simulación. Por esta razón, este enmallado fue el escogido para llevar a cabo el proceso de simulación.

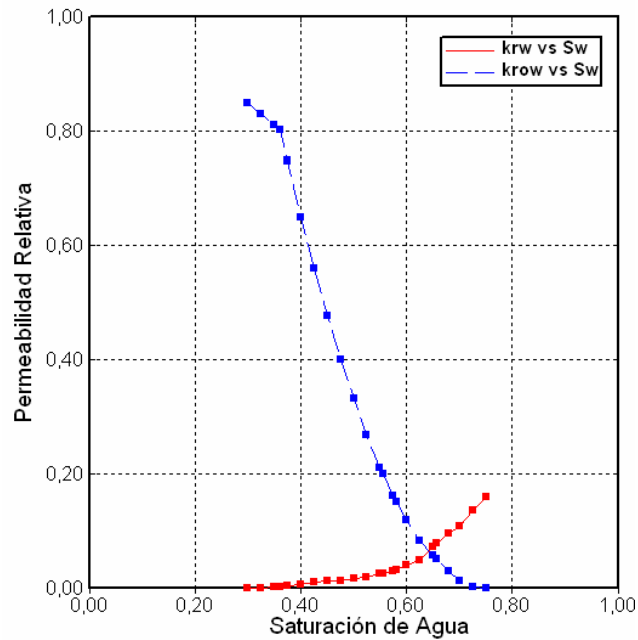
La **Tabla 14** presenta en resumen las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento que fueron utilizadas para la construcción del modelo de simulación.

**Tabla 14. Propiedades de los componentes utilizados para el modelo de simulación.**

| PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES                            |                              |
|---|------------------------------|
| Descripción   | Valor                        |
| Temperatura del yacimiento                                | 116 °F                       |
| Densidad del aceite                                       | 59.23 lb/pie <sup>3</sup>    |
| Densidad del gas  | 0.0588 lb/pie <sup>3</sup>   |
| Densidad del agua   | 62.24 lb/pie <sup>3</sup>    |
| Compresibilidad del aceite bajo-saturado                  | $2.85 \times 10^{-6}$ 1/psi  |
| Presión de dependencia de la viscosidad de la fase aceite | 0 cp/psi                     |
| Factor volumétrico del agua de formación                  | 1.00954                      |
| Compresibilidad del agua                                  | $2.939 \times 10^{-6}$ 1/psi |
| Presión de referencia para el agua                        | 14.696 psi                   |
| Viscosidad del agua                                       | 0.651 cp                     |
| Viscosidad del aceite                                     | 135 cp                       |

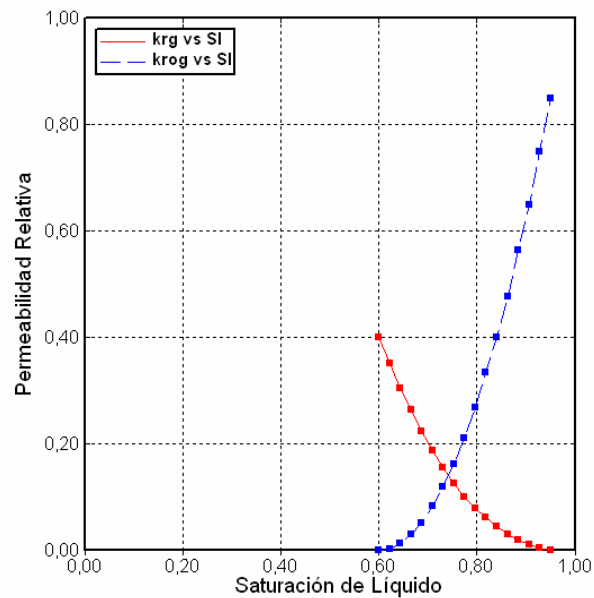
En las **Figuras 51 y 52** se presentan las curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite y gas-líquido respectivamente, las cuales determinan en gran medida el flujo de los fluidos en el medio poroso. Estos datos fueron seleccionados de un campo colombiano para el cual no se tiene una certeza acerca de cual método convencional de recobro es el más apropiado para aplicar.

**Figura 51. Curvas de permeabilidades relativas sistema agua-aceite.**



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**Figura 52. Curvas de permeabilidades relativas sistema gas-líquido.**



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

Teniendo en cuenta las características del agua y del aceite contenidos en el yacimiento, el valor de la relación de movilidad obtenido a partir de la ecuación 7 es de 39. Al ser este valor mayor que uno, significa que el fluido desplazante puede presentar el fenómeno de canalización, puesto que su movimiento está menos restringido que el del aceite.

**3.3.1 Inyección de Agua.** Al disponer de toda la información requerida sobre el yacimiento, las propiedades de los fluidos y el emallado de simulación más apropiado, entre otros factores, se desarrolla el modelo para simular el proceso de inyección de agua en el paquete **STARS** de **CMG**.

El patrón de cinco puntos invertido a implementar tiene un área de 80 acres. Tanto los pozos productores como el pozo inyector fueron completados en todas las capas del modelo de simulación. En la **Tabla 15** se presentan las condiciones de operación para los pozos que pertenecen al patrón de inyección.

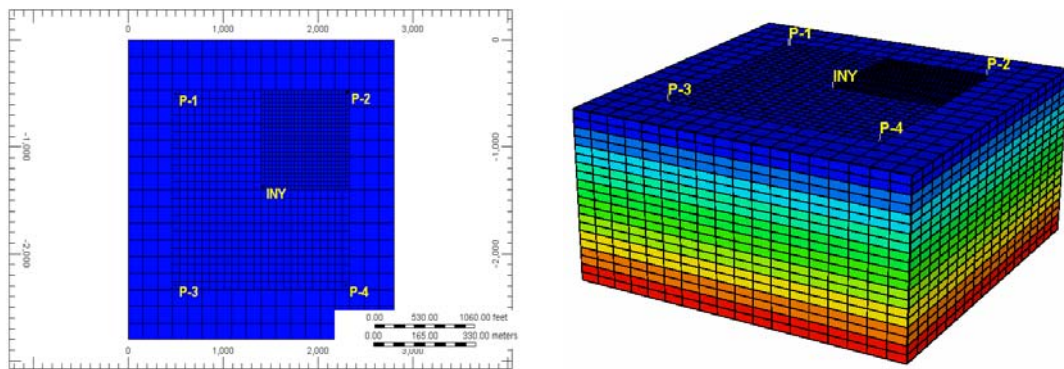
**Tabla 15. Condiciones de operación de los pozos utilizados en el modelo de simulación durante la Inyección de Agua.**

| <b>CONDICIONES DE OPERACIÓN</b> |              |
|---------------------------------|--------------|
| <b>POZO INYECTOR</b>            |              |
| <b>Descripción</b>              | <b>Valor</b> |
| Presión de Inyección, BHP       | 1100 psi     |
| Tasa de Inyección, STW          | 110 bbl/d    |
| Temperatura de Inyección        | 62.6 °F      |
| <b>POZOS PRODUCTORES</b>        |              |
| Presión de Producción, BHP      | 28 psi       |

La máxima presión de inyección corresponde a la suma de la presión a la cual se encuentra la formación, más el diferencial de presión necesario para llevar a cabo la inyección de agua. Aún cuando el paquete **STARS**, es empleado para realizar

procesos de recobro térmico, éste puede utilizarse para el caso de implementar un proceso de inyección de agua. Para ello, es necesario especificar la temperatura ambiente como la temperatura de inyección y el valor de la calidad del vapor como cero, indicando que el fluido que se está inyectando a la formación es agua. El enmallado de simulación construido para este proceso de inyección se muestra en la **Figura 53**.

**Figura 53. Enmallado de simulación para Inyección de Agua.**



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**3.3.2 Inyección Continua de Vapor.** El procedimiento de desarrollo del modelo de simulación para este proceso fue el mismo que se hizo para el caso de inyección de agua. El área del patrón de cinco puntos invertido a implementar es de 3.8 acres.

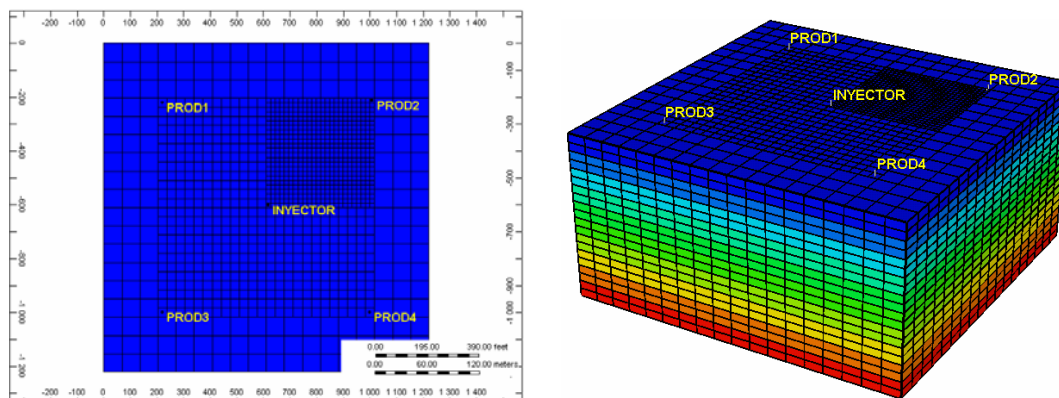
Las condiciones de inyección y producción durante el proceso de inyección continua de vapor para los pozos que pertenecen al patrón de inyección, se resumen en la **Tabla 16**.

**Tabla 16. Condiciones de operación de los pozos utilizados en el modelo de simulación durante la Inyección Continua de Vapor.**

| CONDICIONES DE OPERACIÓN    |           |
|-----------------------------|-----------|
| POZO INYECTOR               |           |
| Descripción                 | Valor     |
| Presión de Inyección, BHP   | 1100 psi  |
| Tasa de Inyección, STW      | 570 bbl/d |
| Temperatura de Inyección    | 556.31 °F |
| Calidad del vapor, fracción | 0.65      |
| POZOS PRODUCTORES           |           |
| Presión de Producción, BHP  | 28 psi    |

Para este caso, el pozo inyector se perforó en las últimas 10 capas de la zona de interés, con el fin de evitar la rápida irrupción del vapor. En la **Figura 55** se muestra el enmallado de simulación construido para desarrollar el proceso de inyección continua de vapor.

**Figura 54. Enmallado de simulación para Inyección Continua de Vapor.**



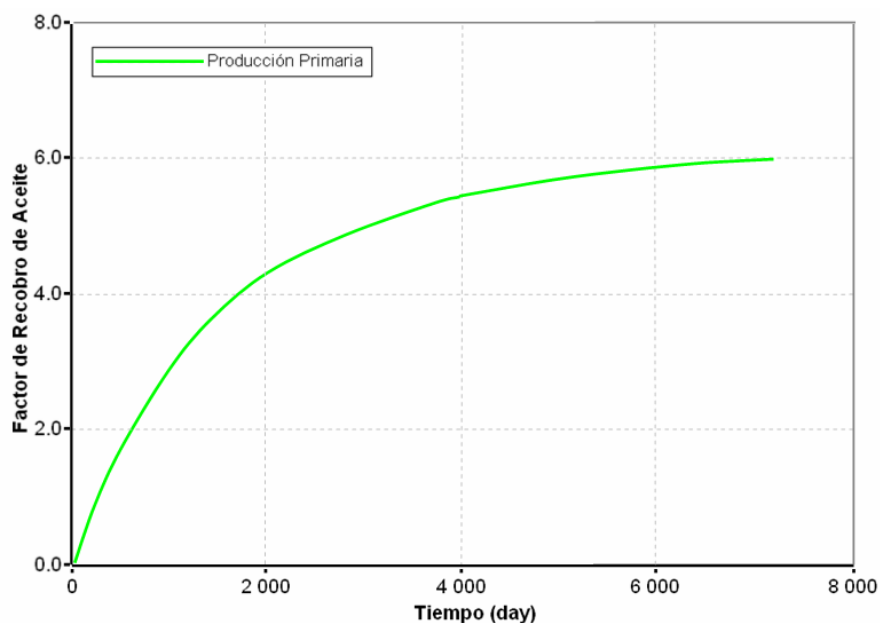
**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

### 3.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Antes de la implementación de alguno de los dos métodos convencionales de recobro (inyección de agua o inyección continua de vapor), se hizo necesario conocer mediante simulación numérica, el comportamiento del yacimiento durante su etapa de producción primaria. Por tal razón, se hicieron corridas para el caso base de la etapa de producción en frío del yacimiento, en el simulador **STARS**.

Un análisis del comportamiento de la curva de Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo para la producción en frío (ver **Figura 55**), determinó que la implementación de los métodos de recuperación sería adecuada hacerla aproximadamente hacia el séptimo año, pues la tasa de incremento en el recobro de aceite empieza a ser insignificante a partir de esta fecha.

**Figura 55. Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, durante producción primaria.**

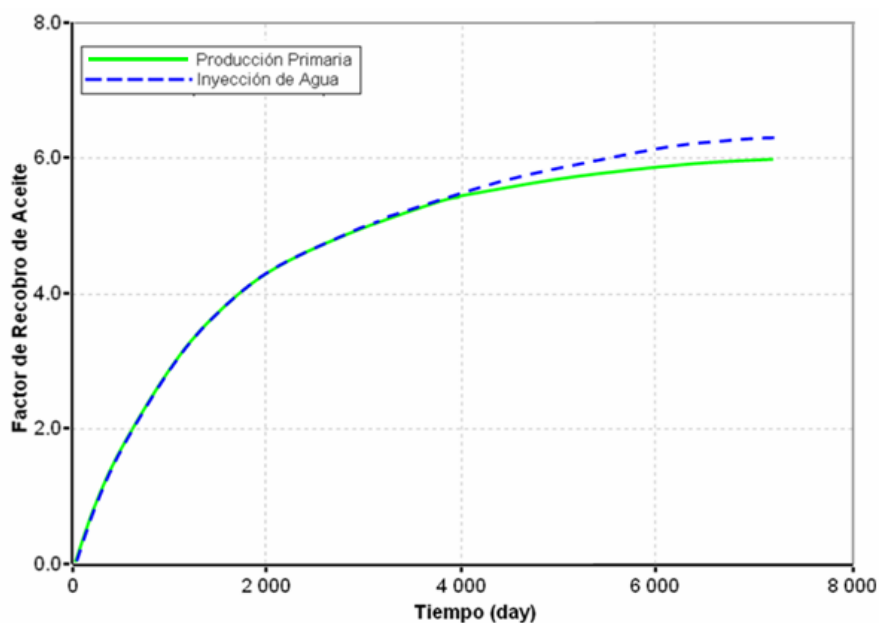


**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Con el fin de realizar una correcta comparación entre el proceso de inyección de agua y la inyección continua de vapor se tomó la decisión de graficar curvas de Factor de Recobro, debido a que las áreas que se estaban comparando eran diferentes. En el caso de inyección de agua los resultados son referidos al modelo de inyección, es decir, el pozo inyector con un pozo productor, mientras que los resultados de la inyección continua de vapor pertenecen a todo el arreglo de cinco puntos invertido.

Después de construir los modelos de simulación tanto para el proceso de inyección de agua como la inyección continua de vapor, se realizaron las corridas en el simulador **STARS**. Con el fin de visualizar los resultados obtenidos por la aplicación de los métodos de recuperación, se generaron sus respectivas gráficas (**Figuras 56 y 57**) de Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo.

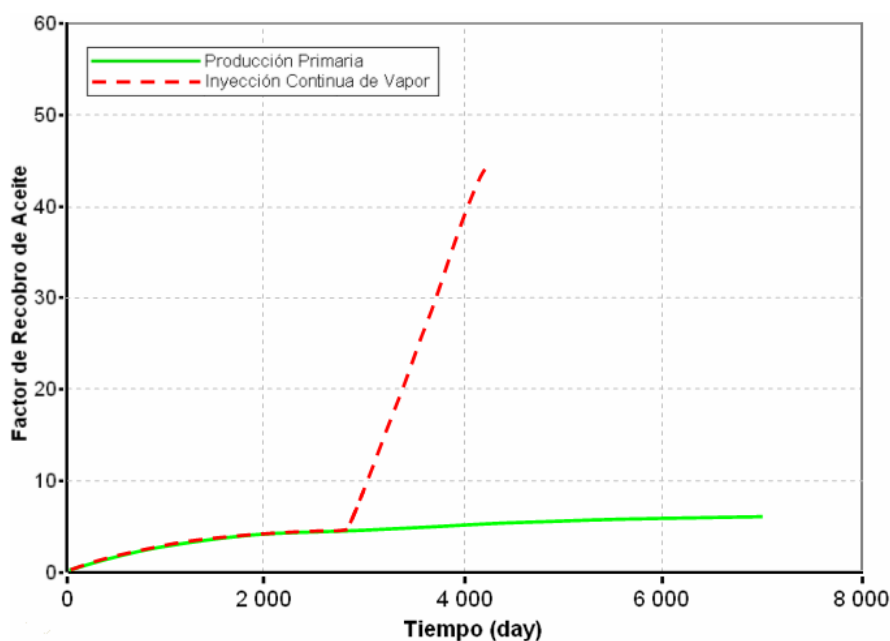
**Figura 56. Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo para la Inyección de Agua.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Como se puede ver en la anterior gráfica, se presenta un incremento en el recobro de aceite menor al 0.3% en su valor al final de los 15 años de simulación con respecto a la curva de la producción natural del yacimiento. Estos resultados permiten concluir que las condiciones operativas bajo las que se encuentra el proceso de inyección de agua no son las más apropiadas para su desarrollo y no permiten su buen desempeño. Además, la irrupción del agua de inyección en los pozos productores solo se aprecia hacia el último año de simulación, momento en el cual la eficiencia del método disminuye.

**Figura 57. Factor de recobro vs. Tiempo para la Inyección Continua de Vapor.**



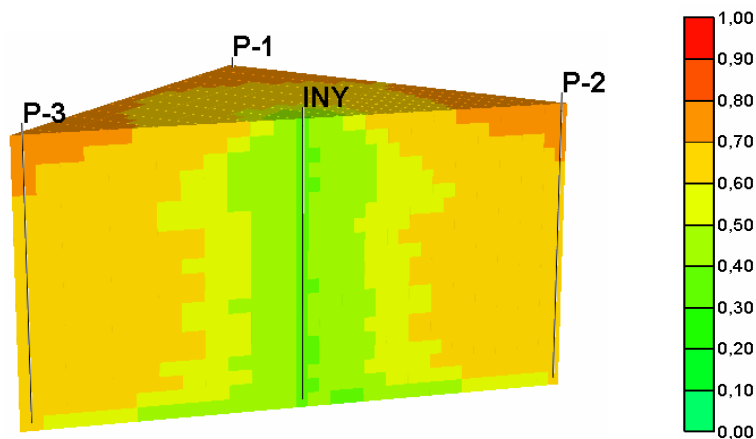
**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Con respecto al proceso de inyección continua de vapor, la **Figura 57** muestra que este método contribuye a que el factor de recobro de aceite se incremente hasta un valor de 43%, con respecto a la producción en frío. En el presente trabajo la simulación del proceso de inyección de vapor se realizó para un periodo de 5

años, el cual es un tiempo apropiado para este tipo de procesos puesto que hacia este momento la Relación Vapor - Aceite (RVA) excede el valor típico de 10 al límite económico, según el trabajo de K.C.Hong y Liming Hsueh, 1987.

Para el caso de la inyección de agua (Ver **Figura 58**), se observa que el fluido que está siendo inyectado a la formación está efectuando un desplazamiento uniforme a través del medio poroso. Sin embargo, este barrido no es del todo suficiente para recuperar todo el aceite que se encuentra disponible en el yacimiento.

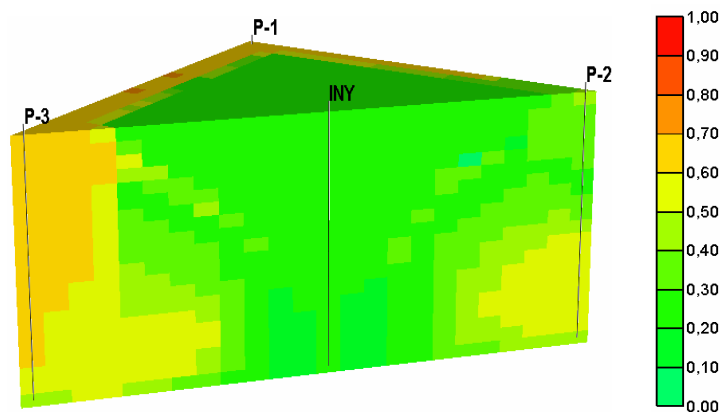
**Figura 58. Perfil de Saturación de Aceite durante la Inyección de Agua.**



**FUENTE:** Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

El incremento en la recuperación de aceite mediante la inyección continua de vapor es más significativo que el presentado en el caso de la inyección de agua. Este comportamiento se presenta porque el vapor inyectado ha calentado gran parte del yacimiento, ayudando a disminuir la viscosidad del aceite y por ende facilitando su movimiento hacia los pozos productores. Además contribuye a una reducción en la saturación de aceite del área cercana a ellos, tal como se aprecia en la **Figura 59**.

**Figura 59. Perfil de Saturación de Aceite durante la Inyección Continua de Vapor.**



**FUENTE: Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.**

Como se puede observar en estas dos figuras, la inyección continua de vapor presenta un mejor desempeño en la recuperación del aceite presente en el yacimiento, comparado con el proceso de inyección de agua. Dicho comportamiento se debe a que el efecto del calentamiento que genera la inyección continua de vapor contribuye a la reducción en la viscosidad del aceite, logrando disminuir su restricción al flujo a través del medio poroso hacia los pozos productores, en comparación con el barrido que efectúa el agua inyectada.

Sin embargo, considerando que la diferencia entre los resultados del factor de recobro obtenidos para cada uno de los métodos de recuperación eran muy amplios, se decidió realizar una sensibilidad a los parámetros de yacimiento con el único fin de identificar cuáles de ellos presentaban mayor incidencia en el comportamiento de cada uno de los métodos y lograr un acercamiento en sus respuestas. A partir del anterior proceso se identificó que parámetros tales como la saturación inicial de agua, el espesor y la porosidad de la formación tienen el mismo efecto sobre ambos procesos, mientras que para la relación de permeabilidad vertical/horizontal si se notó un efecto contrario en el

comportamiento de cada método de recobro, esto debido a que el incremento de dicha relación en la inyección de agua contribuye a una mayor segregación gravitacional del fluido desplazante, disminuyendo la eficiencia del método y el recobro de aceite; mientras que en la inyección continua de vapor permite un ascenso rápido de este hacia las capas superiores, logrando calentar una mayor porción de la formación, disminuyendo la viscosidad del aceite y favoreciendo así su flujo hacia los pozos productores.

Dentro del mismo análisis de sensibilidad, se determinó que otro parámetro importante sobre el cual se puede lograr un acercamiento en el rendimiento de los procesos de recobro aquí estudiados es la viscosidad. De acuerdo a los fundamentos de los procesos físicos sobre los cuales actúa la inyección de vapor, independientemente de si es un yacimiento de crudo pesado o liviano, los mecanismos de recuperación que se presentan en uno u otro son los mismos; siendo los principales la reducción de la viscosidad y la destilación con vapor. En el caso de crudos pesados, el mecanismo de reducción de la viscosidad es muy importante, mientras que la destilación con vapor tiene una menor relevancia, caso contrario que para crudos livianos. Por lo tanto, ante una disminución de la viscosidad, el principal mecanismo de recuperación de la inyección continua de vapor ya no es notable y baja la eficiencia en el recobro de aceite; opuesto a lo que sucede en una inyección de agua porque este tipo de desplazamiento es muy sensible a la relación de movilidades, puesto que una disminución favorece el desempeño del proceso, como puede ser consultado en el trabajo publicado por K.C. Hong, J.W. Ault y T.R. Blevins, 1983.

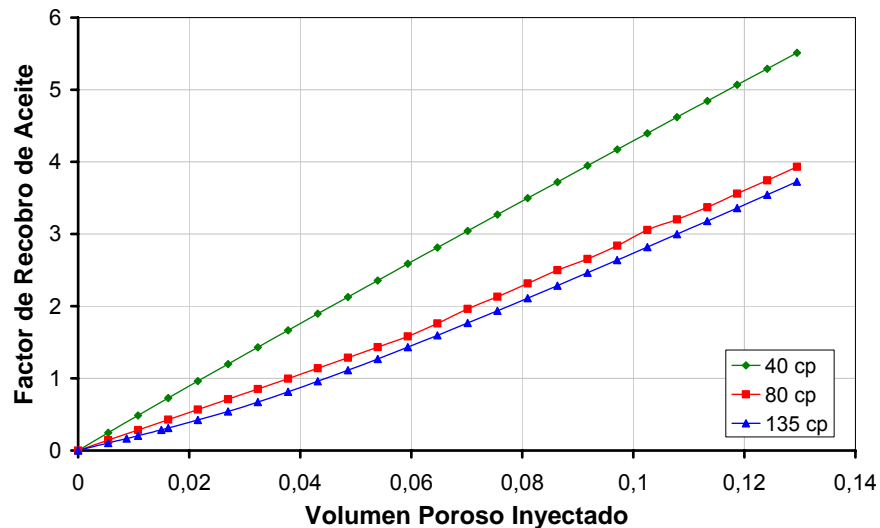
En el desarrollo de la sensibilidad se utilizaron valores de viscosidad de aceite de 135 cp (Caso Base), 80 cp y 40 cp. La simulación mostró que la relación de viscosidades controla principalmente la respuesta al recobro de aceite durante la inyección de agua y que su recuperación es menor a altas relaciones de movilidad (ver **Tabla 17**), en donde dominan los efectos de digitación viscosa.

**Tabla 17. Relación de Movilidad para diferentes valores de viscosidad de aceite.**

| VISCOSIDAD (cp) | RELACIÓN DE MOVILIDAD | FACTOR DE RECOBRO (%) |
|-----------------|-----------------------|-----------------------|
| 40              | 11.58                 | 13                    |
| 80              | 23.16                 | 9.8                   |
| 135             | 39.09                 | 6.3                   |

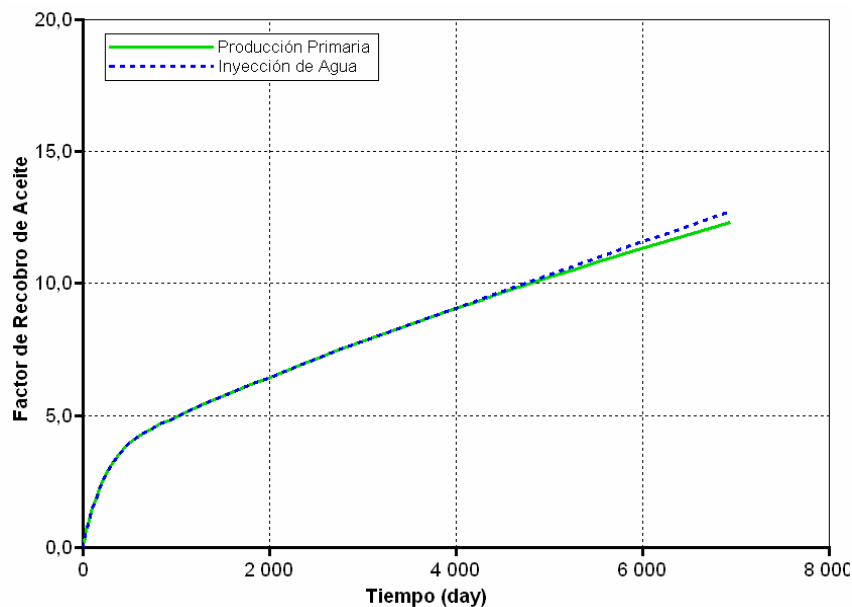
En la **Figura 60**, se presenta una gráfica de factor de recobro incremental en función de los volúmenes porosos inyectados de agua, en donde se aprecia claramente el efecto que tiene la relación de viscosidades sobre la recuperación de aceite; a menores relaciones de viscosidad se obtienen mejores respuestas a un mismo valor de volumen poroso inyectado, puesto que el frente de inyección es más estable.

**Figura 60. Factor de Recobro de Aceite vs. Volumen Poroso Inyectado, durante la inyección de agua para distintos valores de viscosidad.**



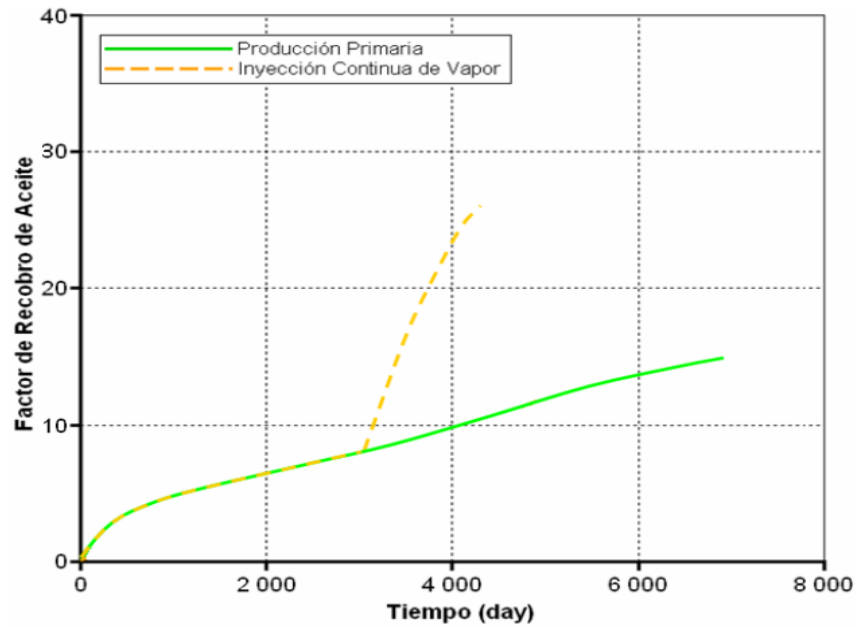
Considerando los anteriores resultados se determinó un valor de viscosidad del aceite de 40 cp, a partir del cual fuese favorable la producción de crudo y se lograran resultados más cercanos tanto por implementación de la inyección continua de vapor como por la inyección de agua. Por la disminución de la viscosidad del crudo ocurre un incremento en la recuperación de petróleo durante la producción natural del yacimiento con respecto a la producción en frío de un aceite de 135 cp cercano al 1.6%, debido a la disminución en la restricción al flujo del aceite a través del medio poroso hacia los pozos productores. Considerando la **Figura 61** y la **Figura 62** se presenta una mejora en la recuperación de aceite durante la inyección de agua, aunque los parámetros operacionales no son los más apropiados para un mejor desempeño, y una disminución en la eficiencia de la inyección continua de vapor (por las consideraciones mencionadas anteriormente), respectivamente.

**Figura 61. Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, durante la inyección de agua para un crudo de 40 cp.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**Figura 62. Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo, durante la inyección continua de vapor para un crudo de 40 cp.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

#### **4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS OPERACIONALES EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA E INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR SIMULADOS**

El uso de herramientas computacionales en la industria del petróleo tiene gran importancia, ya que permite evaluar el comportamiento del yacimiento bajo diferentes escenarios de desarrollo de una manera rápida y efectiva. Esta herramienta proporciona información muy valiosa, la cual es utilizada para la toma de decisiones y la selección del plan óptimo a desarrollar en el yacimiento.

Esta selección, debe basarse en un análisis que permita evaluar el grado de influencia que presentan algunos parámetros y de esta forma, determinar los escenarios de operación bajo los cuales el yacimiento presenta un buen desempeño, que en este caso está representado por el aumento de producción de crudo. A este procedimiento se le conoce como análisis de sensibilidad.

Aún cuando los estudios de sensibilidad se pueden hacer variando más de un parámetro al mismo tiempo, en el presente trabajo la variación se realizó de forma individual<sup>(34)</sup>.

##### **4.1 SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA**

El proceso de análisis de sensibilidad se desarrolló sobre la mayor cantidad de parámetros posibles. Estos parámetros se clasificaron como operacionales, los cuales se definen como los parámetros que pueden ser controlados y variados

durante un proceso de inyección de agua. A partir de los resultados obtenidos al variar cada uno de ellos, se puede determinar cuáles son las condiciones más favorables para el éxito en la implementación del método.

En la **Tabla 18** se muestran los valores de los factores operacionales utilizados para el desarrollo del Caso Base de la inyección de agua, mientras que en la **Tabla 19** se presentan los correspondientes rangos de valores en el cual se realizó la sensibilidad.

**Tabla 18. Parámetros operacionales del Caso Base**

| PARÁMETROS OPERACIONALES         |       |
|----------------------------------|-------|
| Descripción                      | Valor |
| Tasa de Inyección, bbl/día       | 110   |
| Presión de Inyección, psia       | 1100  |
| Temperatura de Inyección, °F     | 62.6  |
| Presión de Operación, psia       | 28    |
| Espaciamiento entre pozos, acres | 20    |

El valor de la máxima presión de inyección se determinó teniendo en cuenta que ésta fuese menor a la presión de fractura de la formación, a una profundidad de 2200 pies. El correspondiente valor de tasa de inyección fue calculado utilizando la siguiente expresión<sup>(41)</sup>:

$$q_w = \frac{0.003541 \Delta P \lambda_o h}{\ln\left(\frac{d}{r_w}\right) - 0.572} \quad (9)$$

Donde:

$\Delta P$  = Diferencial de presión.

- $\lambda_o$  = Movilidad del aceite.
- $d$  = Distancia entre pozo inyector y pozo productor.
- $r_w$  = Radio de pozo (0.25 pies).
- $q_w$  = Tasa de inyección.
- $h$  = Espesor

**Tabla 19. Rango de valores de los parámetros operacionales.**

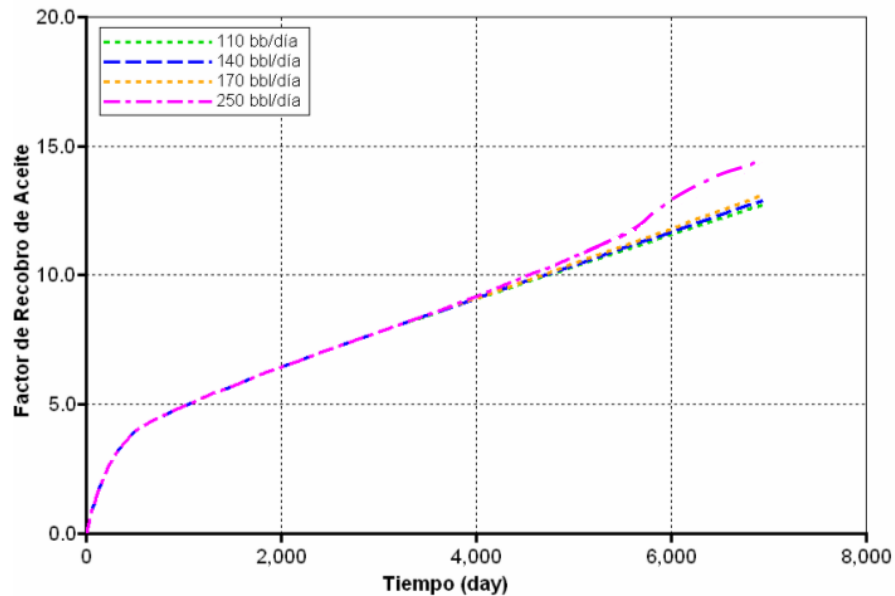
| PARÁMETROS OPERACIONALES    |                 |       |
|-----------------------------|-----------------|-------|
| Descripción                 | Nombre del Caso | Valor |
| Tasa de Inyección, bbl/día  | W1              | 110   |
|                             | W21             | 140   |
|                             | W22             | 170   |
|                             | W2              | 250   |
| Presión de Inyección, psia  | W6              | 900   |
|                             | W7              | 1300  |
| Presión de Producción, psia | W4              | 17    |
|                             | W5              | 39    |
| Espaciamiento, acres        | W8              | 10    |
|                             | W9              | 30    |

**4.1.1** Sensibilidad a la tasa de inyección. La tasa de inyección es un parámetro muy importante en el proceso de inyección de agua. Su valor afecta directamente el grado de segregación gravitacional que pueda presentarse. A tasas de inyección bajas, se favorece la tendencia del agua a fluir por debajo del aceite, causando irrupciones tempranas en los pozos productores.

La variación de la tasa de inyección fue hecha para los siguientes valores: 110 bbl/día, 140 bbl/día, 170 bbl/día y 250 bbl/día. Las propiedades tanto de roca como de fluidos se mantuvieron constantes, así como los demás parámetros operativos.

El efecto de la tasa de inyección sobre el Factor de Recobro de aceite se puede observar en la **Figura 63**.

**Figura 63. Efecto de la tasa de inyección sobre el Factor de Recobro de Aceite.**

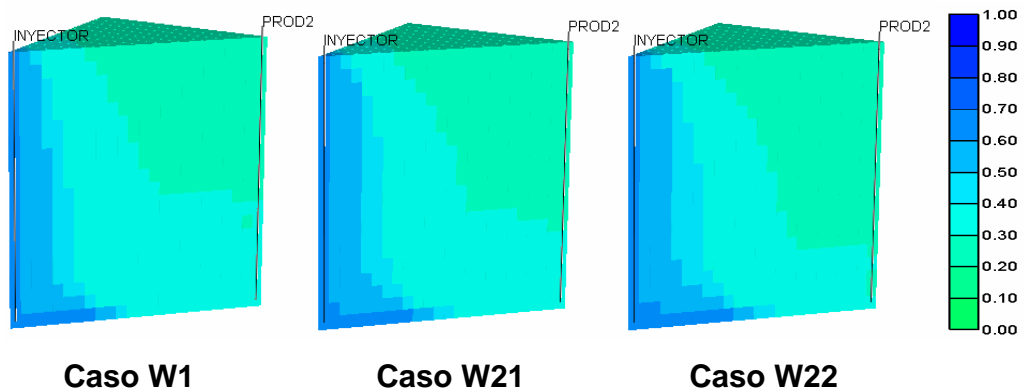


**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Como se puede apreciar en la anterior figura, la variación de la tasa de inyección de agua tiene una influencia directa en el comportamiento del factor de recobro de aceite. Su valor depende en gran medida, de la capacidad de la formación para recibir el caudal inyectado y de la restricción que encuentra para desplazar el aceite en el medio poroso. Valores cercanos a la tasa de inyección del Caso Base, no contribuyen a algún aumento considerable en el Factor de Recobro de Aceite. En la **Figura 64**, se presentan los perfiles de saturación de agua al final de la inyección para los casos W1, W21 y W22. Como se puede notar, el comportamiento de la saturación de agua es similar en los tres casos, solo con

diferencias mínimas en su valor. Durante la variación de la tasa de inyección de agua, no se notó efecto alguno sobre los tiempos de ruptura.

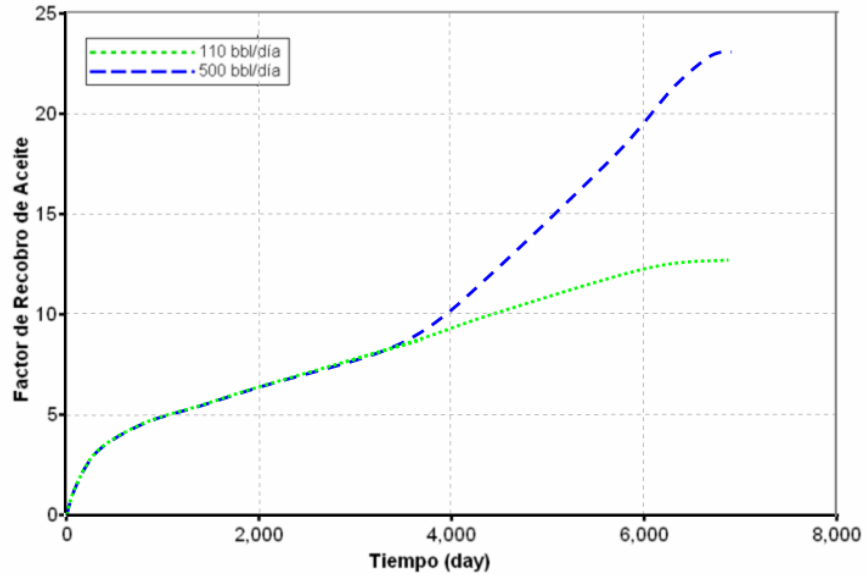
**Figura 64. Perfiles de saturación de agua al variar tasas de inyección.**



**FUENTE:** Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

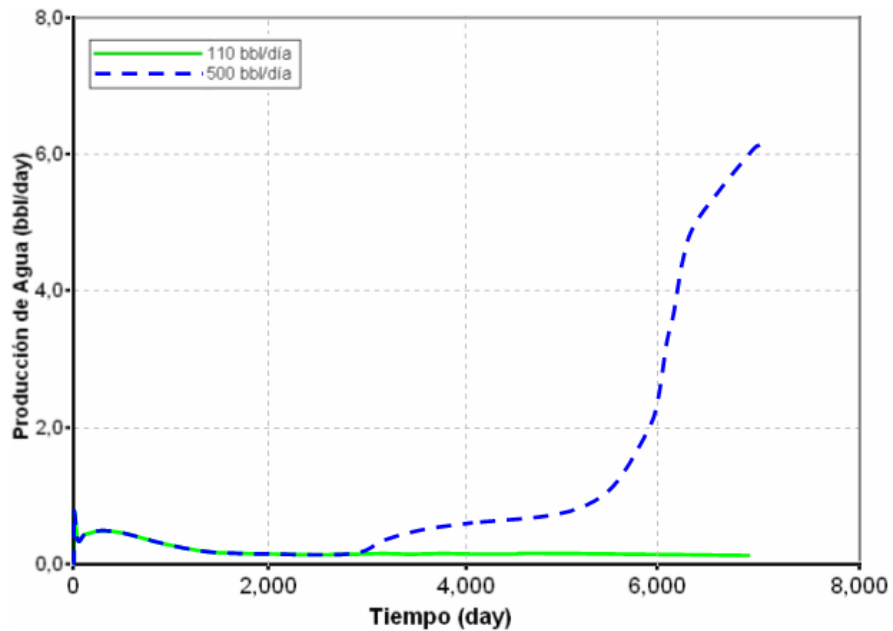
Sin embargo, considerando que las tasas de inyección utilizadas eran demasiado bajas para el espaciamiento entre pozos que se estaba manejando, se tomó la decisión de evaluar mediante simulación numérica, la máxima tasa a la cual se podía inyectar en la formación teniendo en cuenta que la tomara desde el inicio del proceso de inyección. A partir de lo anterior, se consideró una tasa de inyección de agua de 500 bbl/día, logrando un mayor incremento en la recuperación de aceite comparado con el Caso Base y presentándose una irrupción más temprana del agua en los pozos productores, como se puede observar en las **Figuras 65 y 66**, respectivamente.

**Figura 65. Comparación del Factor de Recobro de Aceite de Caso Base y Caso Máxima Tasa de Inyección de agua.**



FUENTE: Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

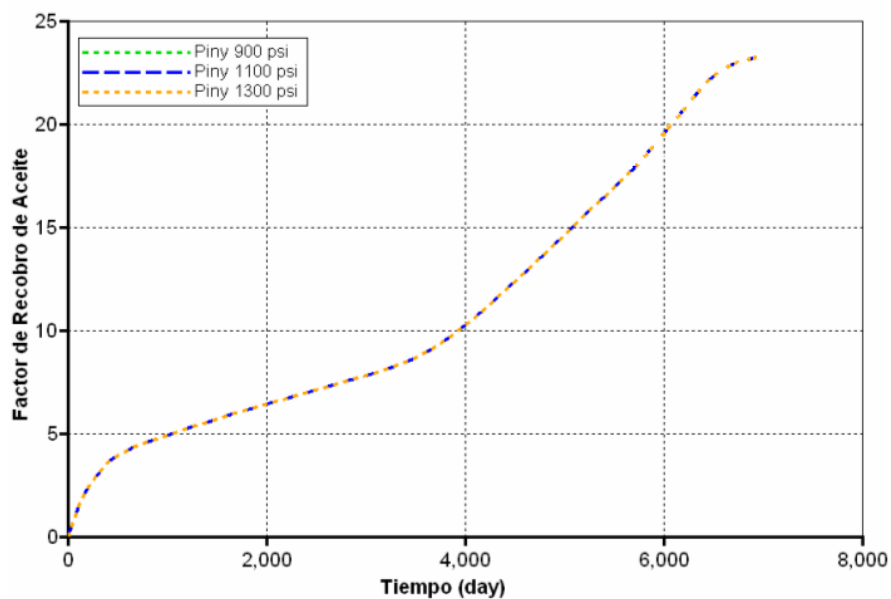
**Figura 66. Producción instantánea de agua de Caso Base y Caso Máxima Tasa de Inyección de agua.**



FUENTE: Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**4.1.2** Sensibilidad a la presión de inyección. La sensibilidad a la presión de inyección en fondo se hizo para los siguientes valores: 900 psi, 1100 psi y 1300 psi. Se debe tener en cuenta que la presión de inyección no debe ser mayor a la presión de fractura de la formación, pues causaría daño a esta, ni tampoco menor a la presión de yacimiento porque no se lograría dicha inyección. Las propiedades tanto de roca como de fluidos se mantuvieron constantes, así como los demás parámetros operacionales. En la **Figura 67**, se ilustra el efecto de la presión inyección sobre el Factor de Recobro de aceite.

**Figura 67. Efecto de la presión de inyección sobre el Factor de Recobro de Aceite.**

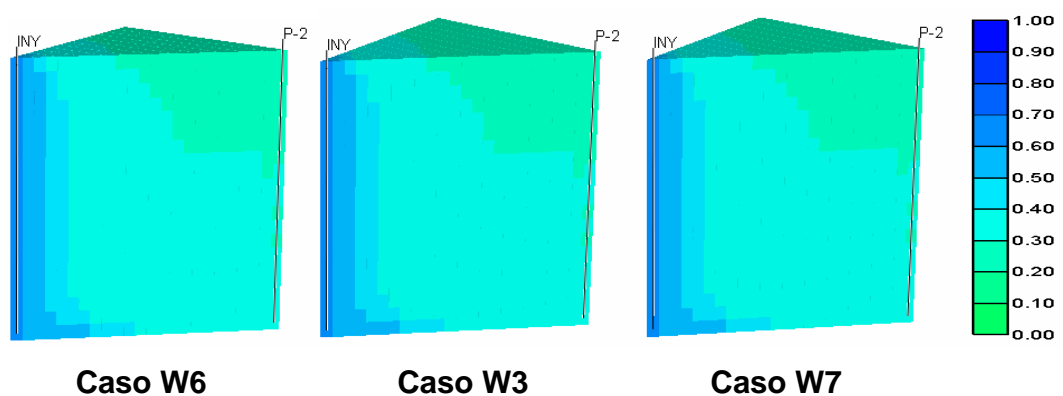


**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Se puede observar que el factor de recobro no es sensible a la presión de inyección para el rango utilizado. Además, se debe tener en cuenta que el recobro presenta una muy ligera tendencia a bajar en la medida que se disminuya la presión, debido a que la presión es muy pequeña como para vencer la alta resistencia del aceite a fluir.

En la **Figura 68** se presentan los perfiles de saturación de agua en la formación para cada uno de los casos. Se puede observar que para todos los casos, el frente de desplazamiento del agua es igual, debido a que la tasa de inyección y la presión de inyección son dos parámetros muy relacionados entre sí y como solamente se varió la presión, el efecto que ésta tiene es muy pequeño.

**Figura 68. Perfiles de saturación de agua al variar presiones de inyección.**

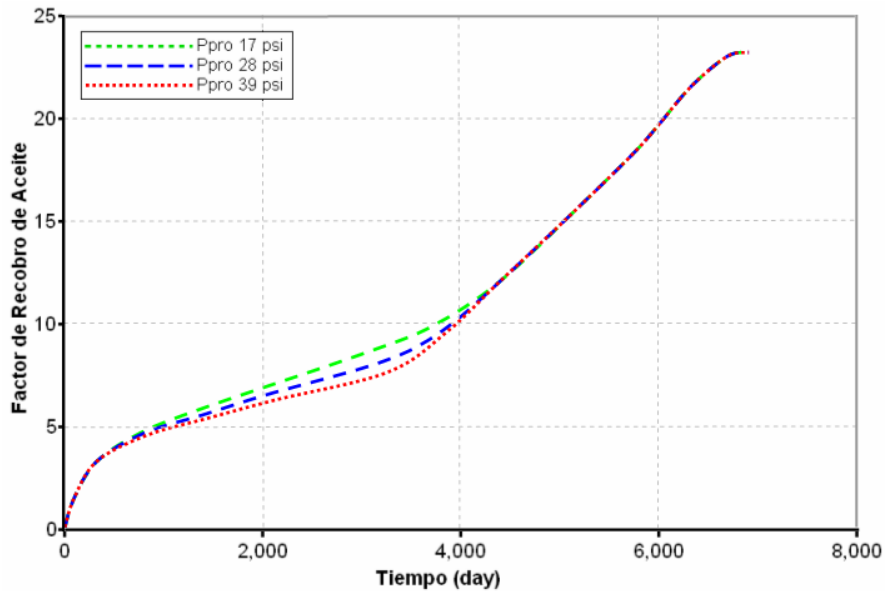


**FUENTE:** Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**4.1.3** Sensibilidad a la presión de producción. Los valores utilizados para realizar la sensibilidad a la presión de producción fueron 17, 28 y 39 psi. Se mantuvieron constantes las propiedades tanto de roca como de fluidos, además de los otros parámetros operacionales.

En la **Figura 69** se aprecia el efecto sobre el Factor de Recobro de Aceite al variar la presión de producción. Teóricamente, la productividad de un pozo y la caída de presión entre el pozo productor e inyector son proporcionales. Si se aumenta la presión de producción, el diferencial de presión baja y por lo tanto, disminuyen la producción y el recobro de aceite.

**Figura 69. Efecto de la presión de producción sobre el Factor de Recobro de Aceite.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

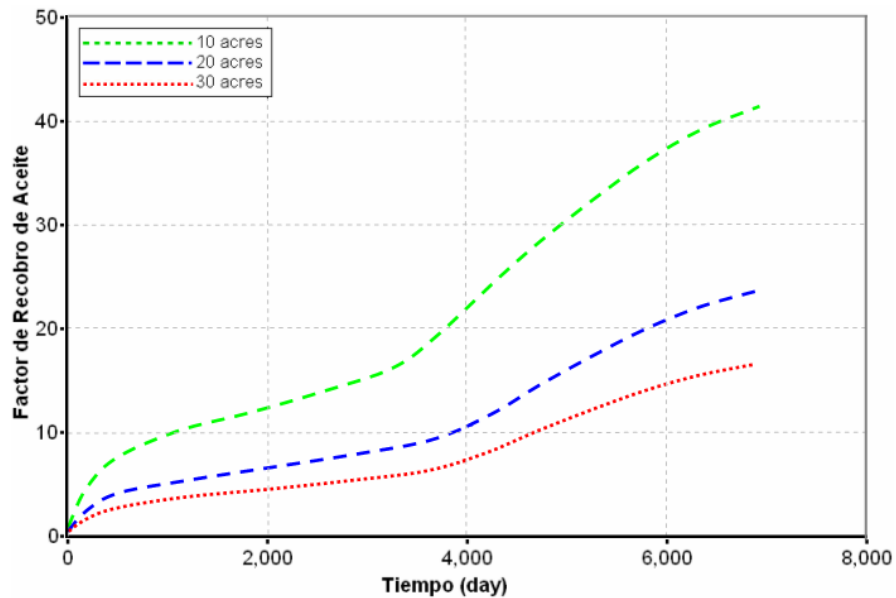
La variación de la presión de producción no presenta gran incidencia sobre el comportamiento del factor de recobro. Al final de la simulación del proceso de inyección de agua, las diferencias en el recobro son menores al 0.2% entre cada uno de los casos.

**4.1.4** Sensibilidad al espaciamento entre pozos. Se utilizaron valores de espaciamento de 10, 20 y 30 acres durante el desarrollo de la sensibilidad de este parámetro. Se mantuvieron constantes las propiedades tanto de roca como de fluidos, además de los otros parámetros operativos.

La **Figura 70** muestra el efecto del espaciamento entre pozos en el desempeño de una inyección de agua. Se observa que se requieren espaciamentos menores para procesos de desplazamiento, y que resultan en incrementos significativos en

el Factor de Recobro de Aceite final. Además, se acelera la recuperación y el pico de producción de aceite. Se debe considerar que este parámetro es un factor clave para solucionar los problemas en el recobro, causados por la heterogeneidad.

**Figura 70. Efecto del espaciamiento sobre el Factor de Recobro de Aceite.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Las respuestas a los diferentes espaciamientos son bastante grandes, debido a la homogeneidad que presenta el modelo simulado. Como se puede observar en la anterior figura, las diferencias en el recobro de aceite son mayores cuando se disminuye el espaciamiento que cuando se aumenta, puesto que al existir una menor distancia entre el inyector y el productor, el frente del agua de inyección es mucho más estable y por lo tanto, el desplazamiento es mucho más eficiente.

## 4.2 SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Al igual que para la inyección de agua, se variaron algunos parámetros operacionales, con el fin de evaluar su influencia durante el proceso de inyección continua de vapor.

Los valores de los factores operacionales utilizados para el desarrollo del Caso Base de la inyección continua de vapor, se indican en la **Tabla 20**; mientras que en la **Tabla 21** se presentan los correspondientes rangos de valores en el cual se realizó la sensibilidad.

**Tabla 20. Parámetros operacionales del caso base**

| PARÁMETROS OPERACIONALES     |        |
|------------------------------|--------|
| Descripción                  | Valor  |
| Tasa de Inyección, bbl/día   | 570    |
| Presión de Inyección, psia   | 1100   |
| Calidad del Vapor, fracción  | 0.65   |
| Temperatura de Inyección, °F | 556.31 |
| Presión de Producción, psia  | 28     |
| Espaciamiento, acres         | 3.8    |

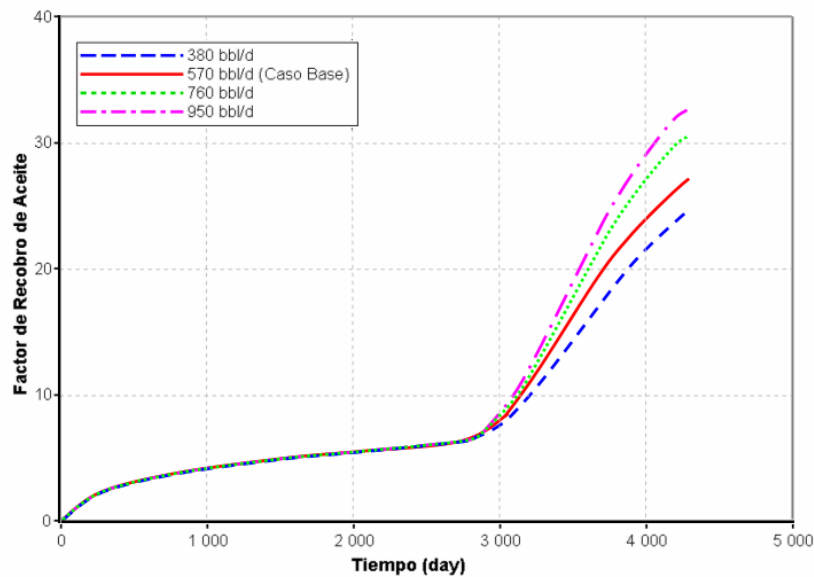
El valor de la máxima presión de inyección, se determinó teniendo en cuenta que esta fuese menor a la presión de fractura de la formación, a una profundidad de 2200 pies. Para el caso de la tasa de inyección, se tuvo en cuenta una relación muy utilizada en la industria para procesos de inyección continua de vapor de 1.5 bbl/d-acre-pie.

**Tabla 21. Rango de valores de los parámetros operacionales.**

| PARÁMETROS OPERACIONALES   |                 |       |
|----------------------------|-----------------|-------|
| Descripción                | Nombre del Caso | Valor |
| Tasa de Inyección, bbl/día | S1              | 380   |
|                            | S2              | 760   |
|                            | S3              | 950   |
| Presión de Inyección, psia | S4              | 900   |
|                            | S5              | 1300  |
| Espaciamiento, acres       | S6              | 2.5   |
|                            | S7              | 5     |

**4.2.1 Sensibilidad a la tasa de inyección.** La variación de la tasa de inyección se realizó teniendo en cuenta una relación de 1, 1.5, 2 y 2.5 bbl/d-acre-pie, es decir, para 380 bbl/d, 570 bbl/d, 760 bbl/d y 950 bbl/día, respectivamente. Las propiedades tanto de roca como de fluidos se mantuvieron constantes, así como los demás parámetros operativos. En la **Figura 71**, se puede observar el efecto de la tasa de inyección sobre el Factor de Recobro de aceite.

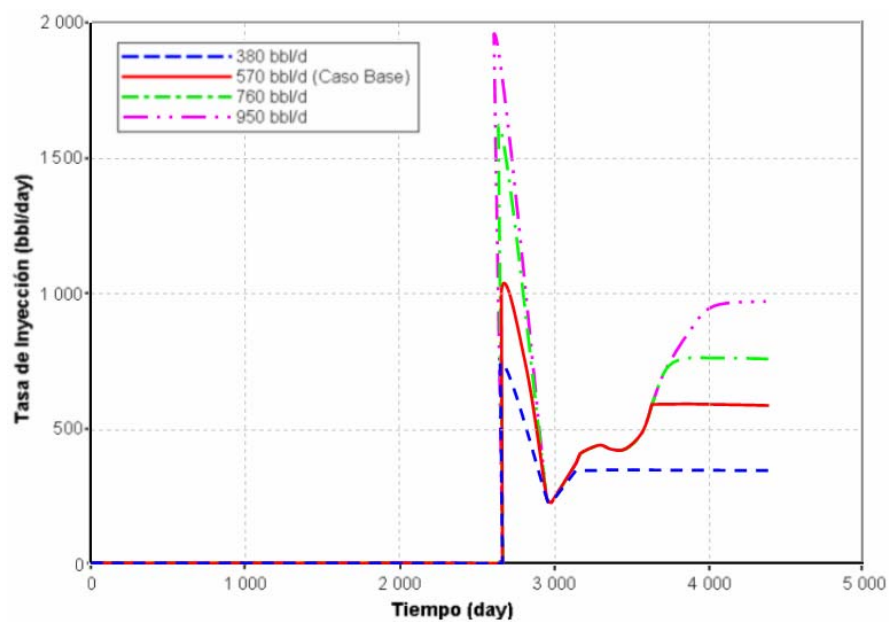
**Figura 71. Efecto de la tasa de inyección sobre el Factor de Recobro de Aceite.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Como se puede observar en la anterior figura, entre mayor sea la tasa a la cual se está realizando la inyección, se recupera una mayor cantidad de aceite. Este comportamiento se debe a que a mayores tasas, el volumen de vapor inyectado es mayor, lo cual hace que la respuesta de la producción sea más rápida. Sin embargo, hay que tener en cuenta que esto sucede si el yacimiento está recibiendo todo el vapor que se le está suministrando. De acuerdo con la **Figura 72**, las características del yacimiento no le permiten recibir en forma instantánea todo el vapor inyectado, sino un tiempo después de la inyección, lo cual permite concluir que durante este lapso de tiempo una alta tasa de inyección no conlleva a un buen desempeño del proceso.

**Figura 72. Tasa de agua inyectada al yacimiento.**



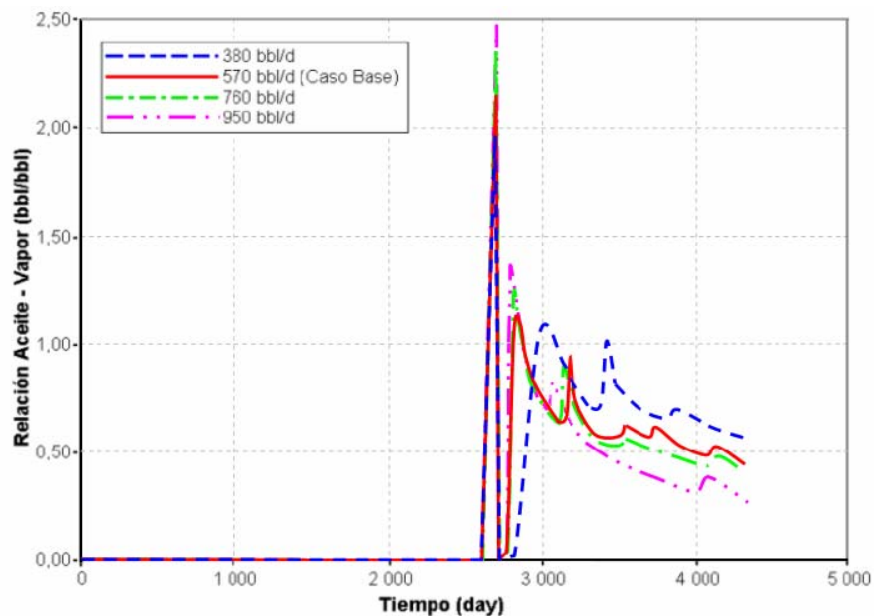
**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Un parámetro que debe tenerse en cuenta para un proceso de inyección continua de vapor, es la Relación Aceite - Vapor, la cual indica la cantidad de vapor que se debe inyectar al yacimiento con el fin de producir un barril de aceite. De acuerdo con la **Figura 73**, se puede observar que el tiempo de ruptura del vapor, el cual se

representa como el punto más alto en esta gráfica, difiere para cada uno de los casos evaluados, debido a que a una mayor tasa, el vapor irrumpe de forma más temprana en el pozo productor.

El primer pico observado en esta gráfica, indica el inicio del proceso de la inyección continua de vapor: Sin embargo, se observa una rápida disminución debido a que la producción de aceite aún no se ha incrementado. El momento en que el vapor irrumpe, es indicado por el pico más alto de cada curva, el cual, para el caso base es alrededor de los 3100 días, es decir, 550 días después de la inyección.

**Figura 73. Efecto de la tasa de inyección sobre la Relación Vapor - Aceite.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**4.2.2** Sensibilidad a la presión de inyección. Este parámetro es de gran interés en los procesos de inyección continua de vapor, ya que determina la temperatura a la cual el vapor se inyecta a la formación. Se debe tener en cuenta, que la presión a la cual se realice la inyección, debe estar entre la presión del yacimiento y su presión de fractura. Para este caso, los únicos parámetros que fueron

variados, fueron la presión de inyección y la temperatura del vapor inyectado, debido a que la temperatura a la que se inyecta el vapor, depende de su respectiva presión de inyección. La **Tabla 22** resume los valores de presión utilizados en la sensibilidad y su correspondiente temperatura.

**Tabla 22. Valores de presión de inyección utilizados para la sensibilidad.**

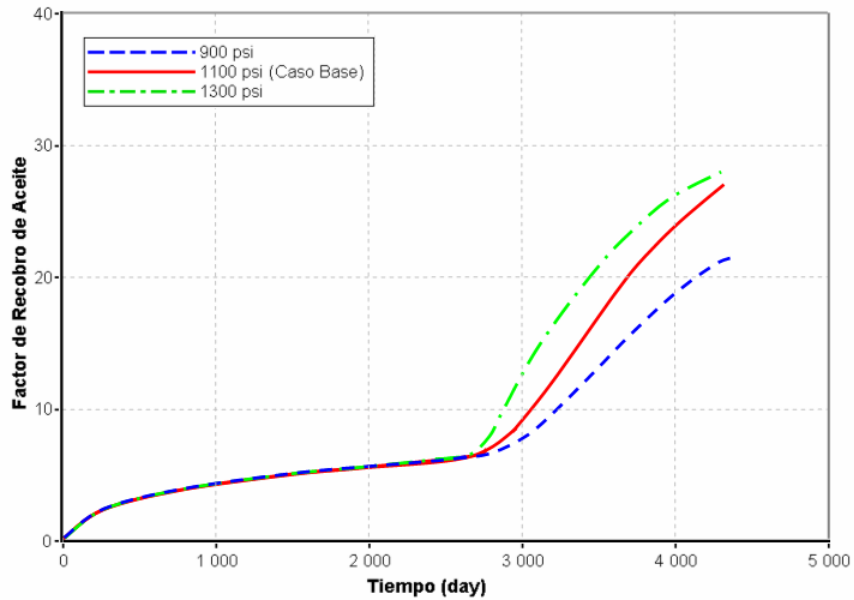
| Presión de Inyección (psi) | Temperatura de Inyección (°F) |
|----------------------------|-------------------------------|
| 900                        | 531.98                        |
| 1100                       | 556.31                        |
| 1300                       | 577.46                        |

**FUENTE:** GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. 1987.

En la **Figura 74** se presenta el comportamiento del Factor de Recobro de Aceite para cada uno de los casos planteados. Como puede observarse, a una mayor presión de inyección, el Factor de Recobro de Aceite se incrementa, debido a que se está inyectando una mayor cantidad de energía al yacimiento, lo cual ocasiona una alta reducción en la viscosidad del aceite y por ende, fluye de manera más fácil a través del medio poroso. Sin embargo, hay que tener en cuenta que una mayor presión de inyección, requiere el uso de equipos adecuados, lo que incrementaría los costos de operación.

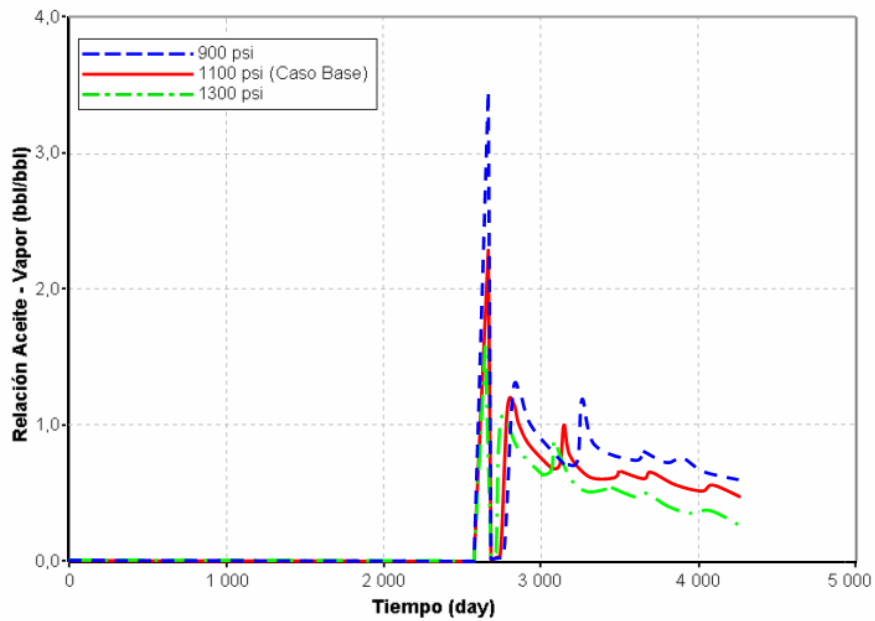
Por otro lado, debe tenerse en cuenta que la presión representa una fuerza por unidad de área, y como en este caso el área es la misma para todos los casos, es de esperarse que a medida que aumenta la presión de inyección, la fuerza con la cual los fluidos están ingresando a la formación es mayor. Este hecho, hace que el efecto de empuje se vuelva más apreciable, generando una ruptura temprana del vapor en los pozos productores. Este comportamiento puede apreciarse en la **Figura 75**, la cual representa una gráfica de Relación Aceite - Vapor, para cada uno de los modelos planteados.

**Figura 74. Efecto de la presión de inyección en el Factor de Recobro de Aceite.**



FUENTE: Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**Figura 75. Efecto de la presión de inyección sobre la Relación Aceite - Vapor.**



FUENTE: Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

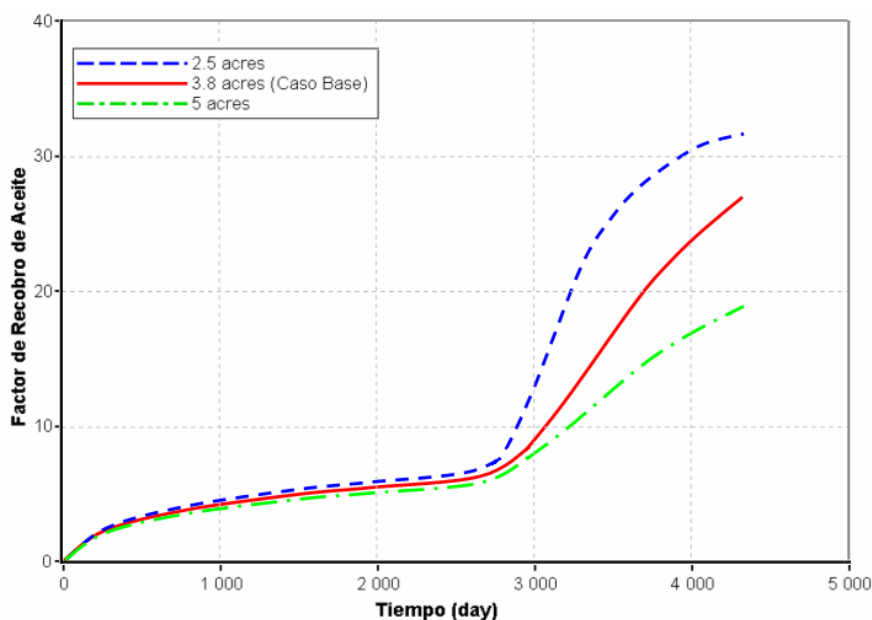
**4.2.3** Sensibilidad al espaciamento entre pozos. Para analizar el efecto que se presenta en el comportamiento del yacimiento al variar la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, es necesario tener en cuenta el Aceite Original en sitio (**OOIP**), el cual está dado por la siguiente ecuación:

$$OOIP = 7758 A h \phi (1 - S_w) \quad (11)$$

**Tabla 23. Aceite original en sitio para diferentes espaciamentos.**

| Espaciamento (acres) | OOIP (bbl) |
|----------------------|------------|
| 2.5                  | 488754     |
| 3.8                  | 651672     |
| 5                    | 814590     |

**Figura 76. Efecto del espaciamento sobre el Factor de Recobro de Aceite.**



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Al graficar las curvas de Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo para cada uno de los casos planteados, se observa una mayor recuperación de aceite en la medida que disminuye el espaciamiento entre pozos. Este comportamiento se debe a que un espaciamiento más pequeño implica un menor volumen de fluido disponible a extraer, lo cual hace que se mejore la eficiencia de barrido del vapor a través del yacimiento y por consiguiente, se incremente la cantidad de aceite recuperado. Sin embargo, hay que tener en cuenta que una corta distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, conlleva a que se genere una rápida irrupción del vapor, reduciendo de esta forma el tiempo de vida del proyecto de inyección.

### **4.3 COMPARACIÓN ENTRE LOS MÉTODOS**

Una vez realizadas las diferentes corridas para los dos métodos de recuperación (inyección de agua e inyección continua de vapor), se establecieron los valores para cada uno de los parámetros evaluados que permitían obtener la mayor recuperación de aceite.

Para el caso de la inyección de agua, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✚ Al realizar la simulación numérica se pudo determinar que el valor más apropiado a utilizar para la tasa de inyección es de 500 bbl/día, puesto que favorece la formación de un frente de invasión estable y uniforme, además que la formación es capaz de tomar dicho caudal desde el inicio de la inyección.
- ✚ Para el caso de la presión de inyección, se observó que no hubo un incremento en el recobro de aceite. Por esta razón se decidió utilizar un valor de 900 psi, ya que una mayor presión requiere de equipos aptos para el manejo de estas condiciones, lo cual incrementa los costos de operación.
- ✚ Como la presión de producción no ejerció un efecto significativo en el aceite recuperado, se mantuvo el valor del Caso Base (28 psi) para este parámetro.

- ✚ Se decidió mantener un espaciamiento entre pozos de 20 acres, puesto que es un valor apropiado y ampliamente utilizado en las operaciones de campo para este tipo de procesos de inyección. Aunque eventualmente su disminución mejora el proceso de desplazamiento.
- ✚ Los parámetros de yacimiento se mantuvieron en los valores del Caso Base, con el fin de mantener las mismas condiciones de la formación.

Para el caso de la inyección continua de vapor, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✚ Teniendo en cuenta la gráfica de Tasa de Inyección, el valor recomendado para realizar la inyección es de 760 bbl/d debido a que a una mayor tasa, el incremento en la producción de aceite no es significativa.
- ✚ Aunque los resultados obtenidos indican que un incremento en la presión de inyección aumenta el recobro de aceite, es necesario tener en cuenta que una mayor presión requiere la disponibilidad de equipos que permitan generar el vapor a estas condiciones, lo cual incrementa los costos de operación. Además, la diferencia en el factor de recobro entre los casos a una presión de inyección de 1300 psi y de 1100 psi, no es muy considerable. Por esta razón se utilizó la presión de 1100 psi.
- ✚ Se decidió trabajar con el espaciamiento entre pozos de 3.8 acres puesto que es un valor recomendado para procesos de inyección continua de vapor.
- ✚ Los parámetros de yacimiento, se mantuvieron en los valores del Caso Base, con el fin de mantener las mismas condiciones de la formación.

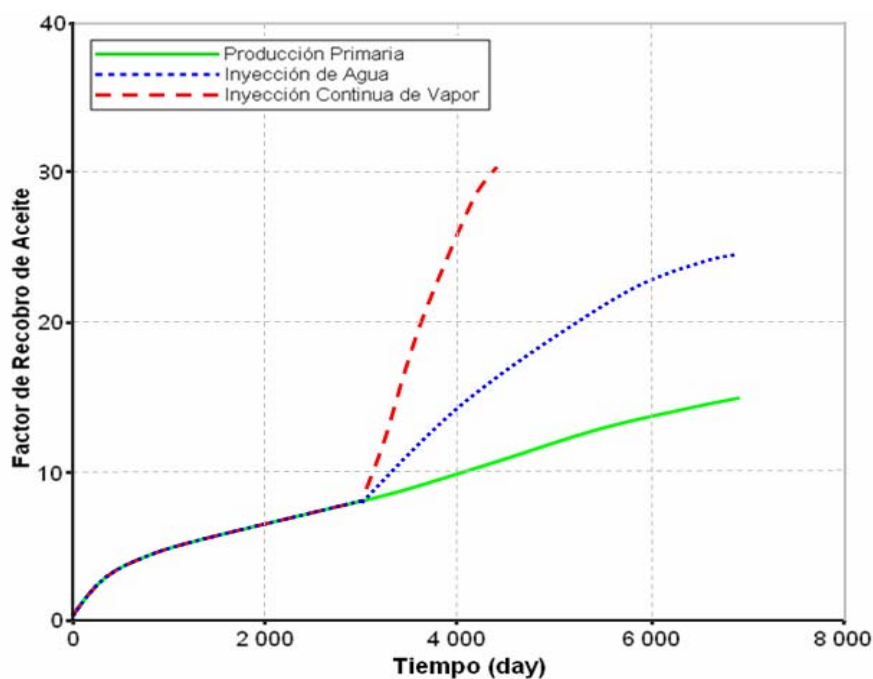
La siguiente tabla presenta un resumen de las condiciones que contribuyeron a un mejor desempeño durante la implementación tanto de la inyección de agua como la inyección continua de vapor.

**Tabla 24. Mejores escenarios de operación para cada uno de los métodos.**

| PARÁMETROS OPERACIONALES         |                   |                             |
|----------------------------------|-------------------|-----------------------------|
| Descripción                      | Inyección de Agua | Inyección Continua de Vapor |
| Tasa de Inyección, bbl/d         | 500               | 760                         |
| Presión de Inyección. psi        | 900               | 1100                        |
| Presión de Producción, psi       | 28                | 28                          |
| Espaciamiento entre pozos, acres | 20                | 3.8                         |

Definidas estas condiciones, se realizaron nuevamente las corridas, con el fin de comparar el comportamiento que presenta este yacimiento al ser sometido a cada uno de estos métodos. Esto se llevó a cabo observando la tendencia generada en la curva de Factor de Recobro de aceite vs. Tiempo, la cual se presenta en la siguiente figura.

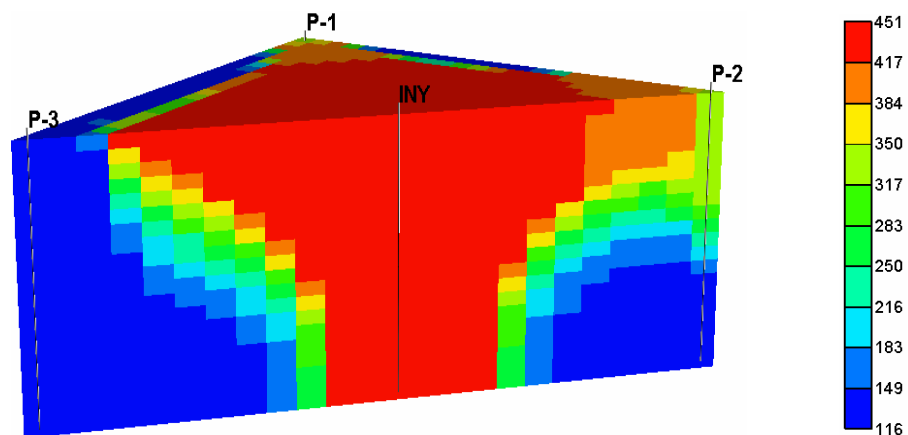
**Figura 77. Factor de Recobro de Aceite vs. Tiempo para cada uno de los métodos implementados.**



FUENTE: Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

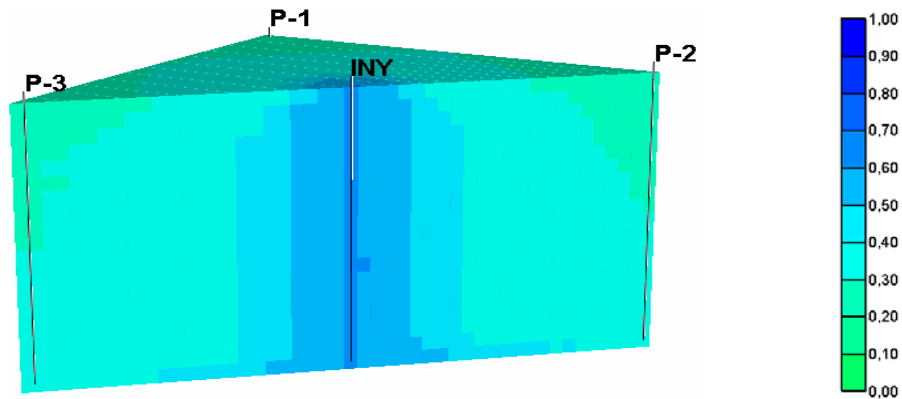
La anterior curva, muestra evidentemente que el proceso de inyección continua de vapor contribuye a un incremento considerable en la cantidad de aceite recuperado del yacimiento, en comparación al valor reportado para la inyección de agua. Teniendo en cuenta el perfil de temperatura obtenido para la inyección continua de vapor (ver **Figura 78**), se puede observar que éste ha calentado gran parte de la formación, permitiendo una reducción en la viscosidad del aceite que se encuentra disponible y por ende, facilitando su desplazamiento hacia los pozos productores a través del medio poroso; mientras que para la inyección de agua, aunque el frente de desplazamiento es estable (ver **Figura 79**), no se alcanza una alta recuperación de aceite.

**Figura 78. Perfil de Temperatura, para la Inyección Continua de Vapor.**



**FUENTE:** Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

**Figura 79. Perfil de Saturación de Agua, para la Inyección de Agua.**



**FUENTE:** Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede mencionar que la inyección continua de vapor es el proceso de inyección que se debe implementar en el yacimiento evaluado, puesto que conlleva a una mayor recuperación del aceite que se encuentra en él. Sin embargo, para la selección de un método u otro, es necesario tener en cuenta no sólo la parte técnica, sino también evaluar los costos que involucran la implementación de un proceso de inyección de agua o de una inyección continua de vapor, tales como generación del vapor, perforación y mantenimiento de pozos térmicos, tratamiento del agua de inyección, entre otros; los cuales pueden ser parámetros de referencia en la escogencia del método.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos y toda la información adquirida durante el desarrollo del presente proyecto, se concluyó lo siguiente:

- ✚ El parámetro de yacimiento que más influencia tiene en el desempeño de los métodos convencionales de recobro es la viscosidad del aceite. Se demostró mediante una sensibilidad que se tienen efectos contrarios en el comportamiento del factor de recobro para cada uno de los métodos. Mediante esta sensibilidad se permitió que el desempeño de ambos métodos de recobro estuviesen en un rango comparable y de este modo no existan grandes variaciones en los resultados de cada uno de los métodos de recobro estudiados.
- ✚ Para el caso de la inyección de agua se observó que una reducción en la relación de movilidades contribuía a un incremento en la cantidad de aceite recuperado, debido a la reducción del fenómeno de canalización del agua, lo cual conlleva a un mejor barrido a través de la formación.
- ✚ La tasa de inyección es el parámetro que más tiene influencia durante el proceso de inyección de agua, puesto que contribuye a una rápida respuesta del método y a un incremento significativo en los volúmenes de aceite producido.
- ✚ A través de la sensibilidad de parámetros operativos que rigen la inyección continua de vapor, se determinó que la recuperación es incrementada mediante el aumento de la presión de inyección de vapor a la formación y, de la tasa de inyección.

- ✚ Se recomienda evaluar el comportamiento de este tipo de yacimientos durante la implementación de los procesos evaluados teniendo en cuenta la variación de propiedades como la porosidad, la permeabilidad en toda su extensión con el fin de llevar un estudio más completo de yacimientos que presentan estas características.
- ✚ Se recomienda realizar un análisis económico de la implementación de cada uno de los métodos convencionales de recobro junto con la evaluación técnica desarrollada, con el propósito de contar con diferentes parámetros para evaluar y seleccionar de manera más completa el método más apropiado para aplicar.

## BIBLIOGRAFÍA

1. ADAMS, G. H. Vacuum Deaeration in Waterflood Operations. Drilling & Producer Practices. API 1968.
2. ANGARITA, Raúl. HERNÁNDEZ, José. Caracterización y Comportamiento de Crudos Referidos a Efectos de Destilación en Inyección de Vapor. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 1990.
3. BATTLE, J. L. Salt Water Disposal. Proc. 15<sup>th</sup> Annual Southwestern Petroleum Short Cliffs, NJ 1965.
4. BAUTISTA, Ludy. GÓMEZ, Jairo. Inyección de Vapor y un Método práctico para su Diseño. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 1986.
5. BELTRÁN, Jesús. Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Continua de Vapor mediante Analogías. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 2005.
6. BOBERG, Thomas. Thermal Methods of Oil Recovery. Exxon Monography. 1988.
7. BURNS, W.C. Water Treatment for Once-Through Steam Generators. Paper SPE. 1000. 1965.
8. CHU, C. A Comprehensive Simulation Study of Steamflooding Light Oil Reservoirs After Waterflood. Paper SPE 16738. 1987.

9. COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Guía para el Usuario STARS. Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos. Versión 2005.
10. COMPUTER MODELLING GROUP LTD. User's Guide. Builder. Versión 2005.
11. CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Volume 3. 1971.
12. CRAZE, R.C., BUCKLEY, S.E. A Fractal Analysis of the Effects of Well Spacing on Oil Recovery. Drill and Prod. Prac., API (1945), 144.
13. DEPPE, John C. Injection Rates. The Effect of Mobility Ratio, Area Swept, and Pattern. Society of Petroleum Engineers Journal. June 1961. Pág 81-91.
14. FANARITIS, J.P. KIMMEL, J.D. Review of Once-Through Steam Generators. Paper SPE 1029. 1965.
15. FRANCO, Francy Milena. LEÓN, Emiro. Evaluación del Sistema de Inyección Cíclica de Vapor en un campo petrolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.
16. GALVIS, Pedro. SANTOS, Gustavo. Análisis del Comportamiento de la Inyección Continua de Vapor en la Recuperación de Petróleo. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 1987.
17. GARIBELLO, Orlando. MORALES, Claudia. Caracterización de Surfactantes como Aditivos en la Inyección de Vapor. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 1990.

18. GOMAA, E.E, DUERKSEN, J.H Designing a Steamflood Pilot in the Tic Monarca Sand of the Midway-Sunset Field. Journal of Petroleum Technology. Dic. 1977. Pág 1559-1568
19. GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. Recuperación Mejorada por Inyección de Fluidos Calientes al Yacimiento. 1987.
20. GONZÁLEZ ROA, Deisy. Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante Analogías. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2005.
21. GUEVARA, Myriam. GÓMEZ, Julián. Evaluación de los Tratamientos realizados al Agua de Inyección del campo Casabe. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 1992.
22. HERNÁNDEZ PARRA, Martín. Manual de Laboratorio de Lodos y Cementos. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 1979.
23. HYNE, Norman. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling and Production. Penn Well Books. 1991.
24. KIEL, O. Gerald. SINGH, Surendra. Waterflood Design (Pattern, Rate, and Timing). Paper SPE 10024. March 1982.
25. KIRK, Joseph W. A Review of Waterflood Filtration. Paper SPE 850.
26. KISSEL, C. L. et al. Factors Contributing to the Ability of Acrolein to Scavenge Corrosive Hydrogen Sulfide. SPEJ, 1985.

27. LA ROTTA, Alexander. Evaluación del Problema de Corrosión asociado con la Calidad del Agua de Inyección. Campo La Cira. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 1993.
28. LOYD R. Kern. Effect of Spacing on Waterflood Recovery Efficiency. Paper SPE 10538
29. MANNUCCI, Jesús. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos No Convencionales. Tomo I. Universidad del Zulia. 1990.
30. MATTAX, Calvin. DALTON, Robert. Reservoir Simulation. SPE Monograph Series. Monograph Volume 13. 1990.
31. MEDINA, Miguel. Análisis de Sensibilidad de las Variables presentes en un Piloto Vertical de Inyección Continua de Vapor de Cinco Puntos utilizando Simulación Numérica de Yacimientos. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 2005.
32. NIÑO, Luzmila. Análisis y Evaluación del Taponamiento de Pozos Inyectores del Campo Caño Limón – Arauca. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 2004.
33. OSPINA PEÑA, Johan Alberto. Evaluación Técnica de las pérdidas de Calor en Superficie en los pozos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor - Campo Teca. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2004.
34. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo. 2001.

35. PRATS, Michael. Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo. INTEVEP S.A. 1987.
36. RINCÓN, Carlos. Creación y Desarrollo de la Base de Datos para el Monitoreo de la Inyección de Agua en el Campo Caño Limón – Arauca. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 2005.
37. RÍOS, Edwin Felipe. Evaluación de la Factibilidad de Inyección de Surfactantes como Alternativa de Recobro Mejorado en el campo Caño Limón. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 2003.
38. ROSE, Stephen C. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Society of Petroleum Engineers. 1989.
39. SANMIGUEL, Iván. SIERRA, Humberto. Sistematización de los Cálculos en la Recuperación Mejorada por Inyección de Vapor Cíclica y Continua. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander. 1989.
40. .STOVALL, S.L. Recovery of Oil from Depleted Sands by Means of Dry Steam. Oil Weekly. August 13 1934. Pág 17-24.
41. WILLHITE, Paul. Waterflooding. SPE Textbook Series Vol. 3. 1986.
42. WU, Ching H. A Critical Review of Steamflooding Mechanisms. Paper SPE 6550. 1977.
43. ZIEGLER, Victor. A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern vs. Inverted Nine-Spot Pattern. Paper SPE 13620. 1987.

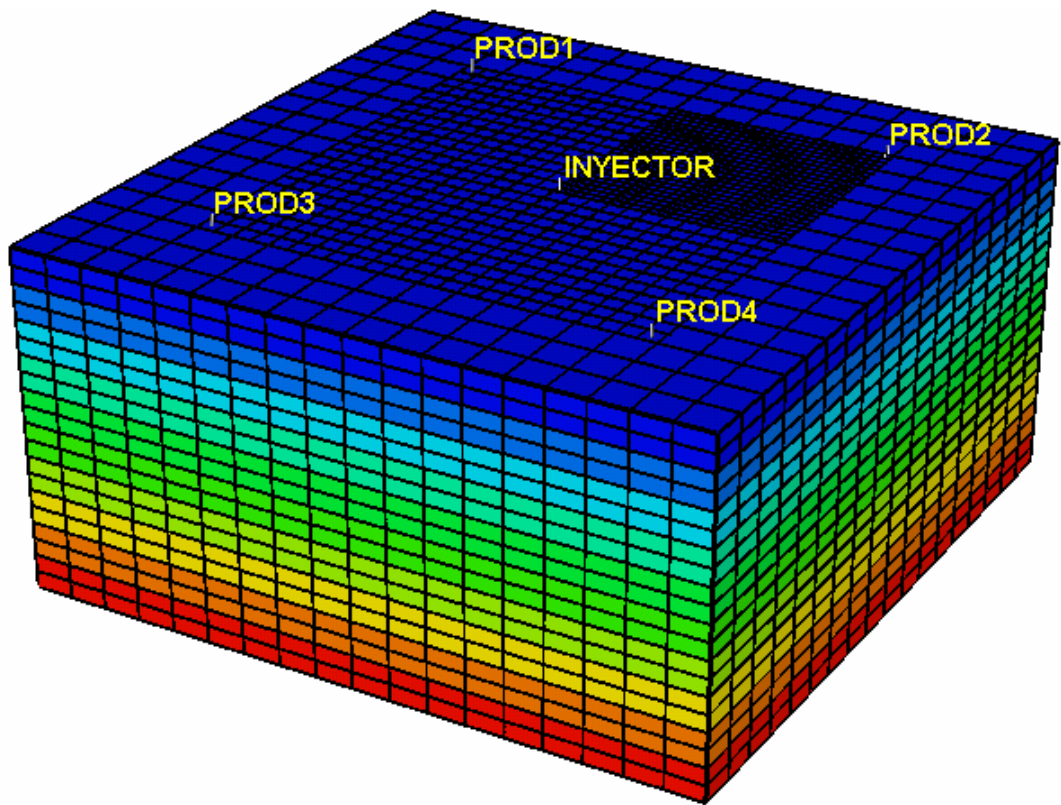
## NOMENCLATURA

|               |  |
|---------------|--|
| $k_{ro}$      | Permeabilidad Relativa al Aceite (adimensional)            |
| $k_{rw}$      | Permeabilidad Relativa al Agua (adimensional)              |
| $S_{or}$      | Saturación de aceite residual (%)                          |
| $\theta_c$    | Ángulo de contacto petróleo-roca-agua (grados)             |
| $\sigma_{ow}$ | Tensión interfacial entre el petróleo y el agua (dinas/cm) |
| $\sigma_{os}$ | Tensión interfacial entre la roca y el petróleo (dinas/cm) |
| $\sigma_{ws}$ | Tensión interfacial ente la roca y el agua (dinas/cm)      |
| $P_c$         | Presión Capilar (psi)                                      |
| $P_{nm}$      | Presión fase no mojante (psi)                              |
| $P_m$         | Presión fase mojante (psi)                                 |
| $P_o$         | Presión de la fase aceite (psi)                            |
| $P_w$         | Presión de la fase agua (psi)                              |
| $P_g$         | Presión de la fase gas (psi)                               |
| $r$           | Tamaño del capilar   |
| $\eta$        | Viscosidad   |
| $v$           | Velocidad de desplazamiento del fluido                     |
| $\gamma$      | Tensión Interfacial (dina/cm)                              |
| $\phi$        | Porosidad (fracción)                                       |
| $k$           | Permeabilidad (D)  |
| $\mu$         | Viscosidad (cp)  |
| $\lambda$     | Movilidad  |
| $M$           | Relación de Movilidad (adimensional)                       |

|          |   |
|----------|---|
| $S_{wc}$ | Saturación de agua connata (%)                              |
| $a$      | Distancia entre los pozos productores (pies)                |
| $d$      | Distancia entre el pozo inyector y el pozo productor (pies) |
| $S_o$    | Saturación de aceite (fracción)                             |
| $V$      | Coficiente de Variación de Permeabilidad de Dykstra-Parsons |

## ANEXOS

### ANEXO A. GUÍA DE SIMULACIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA E INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL SIMULADOR CMG



## INTRODUCCIÓN

La simulación de yacimientos es el proceso donde se integran las diferentes disciplinas del área de los hidrocarburos, tales como Geología, Petrofísica, Ingeniería de Yacimientos, Operaciones de Producción, con el fin de estudiar el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación, y de esta manera, optimizar su recuperación. Para lograr este fin, se han desarrollado diversas herramientas, conocidas como simuladores numéricos, los cuales se basan en ecuaciones complejas que describen el flujo de fluidos en el yacimiento.

La empresa canadiense **Computer Modelling Group Ltd.** ha querido estar a la vanguardia en cuanto a las aplicaciones que representan el comportamiento de un yacimiento, y para ello, ha desarrollado el software **CMG**, en el cual, se pueden llevar a cabo muchos de los procesos que se utilizan hoy en día en la industria petrolera.

Para realizar una corrida de simulación, este software cuenta con tres módulos que le permiten al usuario llevar a cabo esta finalidad: Pre-procesamiento, Simulación y Post-procesamiento.

✚ **Módulo de Pre-procesamiento.** Utilizando un enmallado, se realiza una descripción lo más detallada posible del yacimiento. Se introducen todos los parámetros que definen el yacimiento, tales como profundidad del tope, porosidad, permeabilidad, curvas de permeabilidad relativa, presión del yacimiento, entre otros. Para ello, el software cuenta con la plataforma **Builder**, la cual, permite el desarrollo de esta etapa de una manera amigable.

✚ **Módulo de Simulación.** Una vez creado el archivo que describe las propiedades del yacimiento, se realiza la corrida del proceso que se desea analizar. Para ello, **CMG** cuenta con tres paquetes que el usuario selecciona, dependiendo del proceso a implementar. En el caso de evaluar el comportamiento de un yacimiento al someterse a procesos de inyección de agua, polímeros, se utiliza el paquete **IMEX**. Si el proceso a desarrollar es de tipo térmico (inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor, SAGD, entre otros), se utiliza el paquete **STARS**. Para el caso en que el yacimiento sea de tipo composicional, se emplea la herramienta **GEM**.

✚ **Módulo de Post-procesamiento.** Al finalizar la ejecución de la corrida, el simulador crea varios archivos, los cuales se utilizan para visualizar el modelo creado. Este procedimiento puede realizarse en **Results Graph**, si el usuario desea observar las curvas de tendencia originadas durante la implementación del proceso de recuperación, o en **Results 3D**, si se desea visualizar el comportamiento del yacimiento durante la etapa de simulación.

Es importante conocer la forma en que se lleva a cabo la construcción de un modelo de simulación y cómo se realiza el proceso de simulación. Para ello, se ha desarrollado la siguiente guía, la cual está orientada a personas con conocimientos básicos en el área de simulación de yacimientos y que desean observar el comportamiento que presenta un yacimiento al ser sometido a un proceso de inyección de agua o a una inyección continua de vapor utilizando las herramientas desarrolladas por **Computer Modelling Group Ltd**.

Sin embargo, se aconseja al lector referirse a los manuales de ayuda, incluidos en el paquete de simulación, en caso de querer implementar una aplicación especial, ingresar datos adicionales a la simulación o para resolver cualquier inquietud sobre alguna sección. Estos manuales se encuentran en la dirección: **C:\Archivos**

de Programa\CMG\IMEX\2005.13\DOC, para el caso de trabajar en **IMEX** ó en C:\Archivos de Programa\CMG\STARS\2005.13\DOC, si se trabaja en procesos de recobro térmico.

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


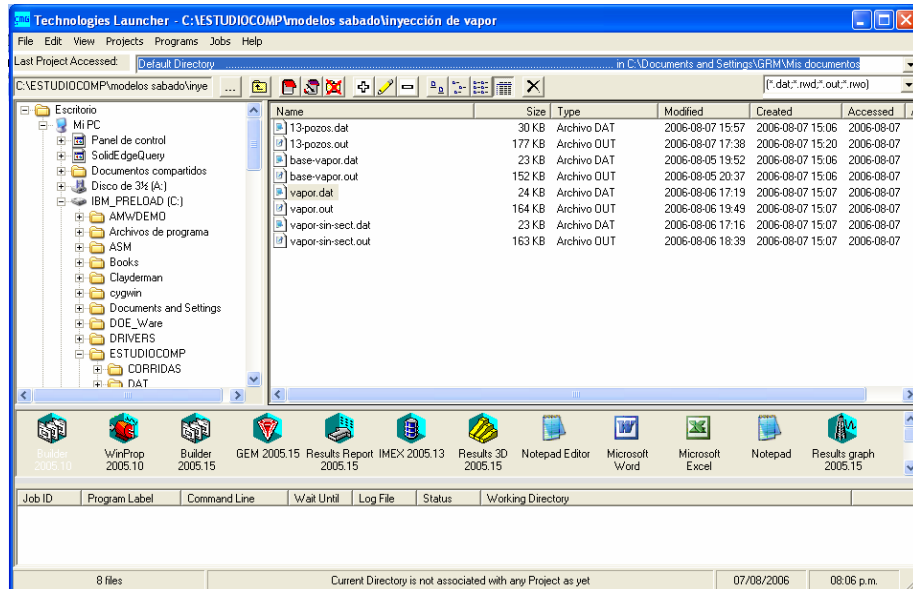
Haga doble clic en el icono de **CMG** , o en el menú de programas del computador donde está instalado el simulador; seleccione la carpeta **CMG** y luego haga clic en **Launcher 2005.13**. A continuación se abrirá el **Technologies Launcher** (Figura A.1), el cual es la plataforma que permite acceder a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman la familia **CMG**, y que a la vez funciona como directorio de proyectos. Mediante esta interfase gráfica, el usuario podrá iniciar las simulaciones y manejar los archivos utilizados y generados en la simulación.

Figura A.1. Entorno Gráfico del *Technologies Launcher 2005.13*.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

## A.2 CREACIÓN DE UN NUEVO ARCHIVO DE SIMULACIÓN

Para la creación del archivo de entrada de datos, haga doble clic en el icono del


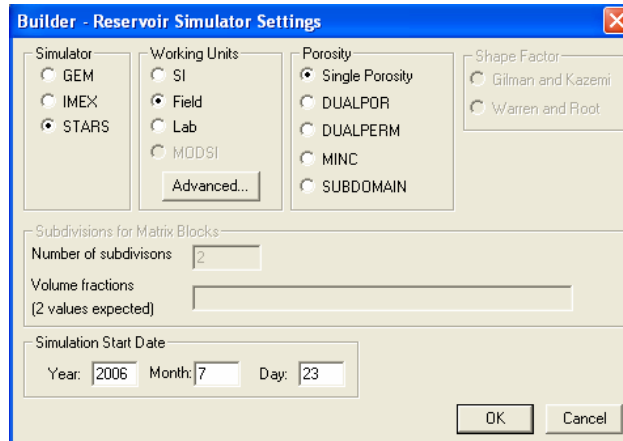
**ModelBuilder**  (constructor del modelo). Se abrirá una ventana (**Figura A.2**), la cual permite escoger el tipo de simulador a utilizar (**IMEX**, **STARS** o **GEM**), las unidades a trabajar (unidades del Sistema Internacional, **SI**; unidades de Campo, **Field**; o unidades de Laboratorio, **Lab**), la porosidad (especificando si el yacimiento es fracturado o no) y la fecha de inicio del proceso de simulación.

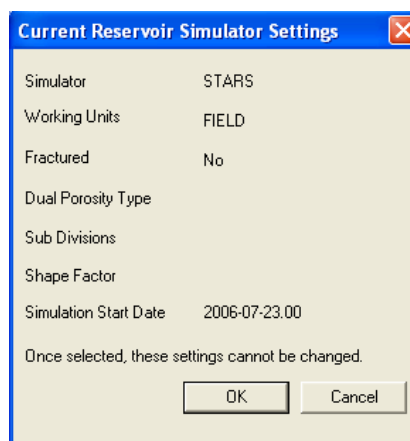
Figura A.2. Ventana para la configuración del simulador.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

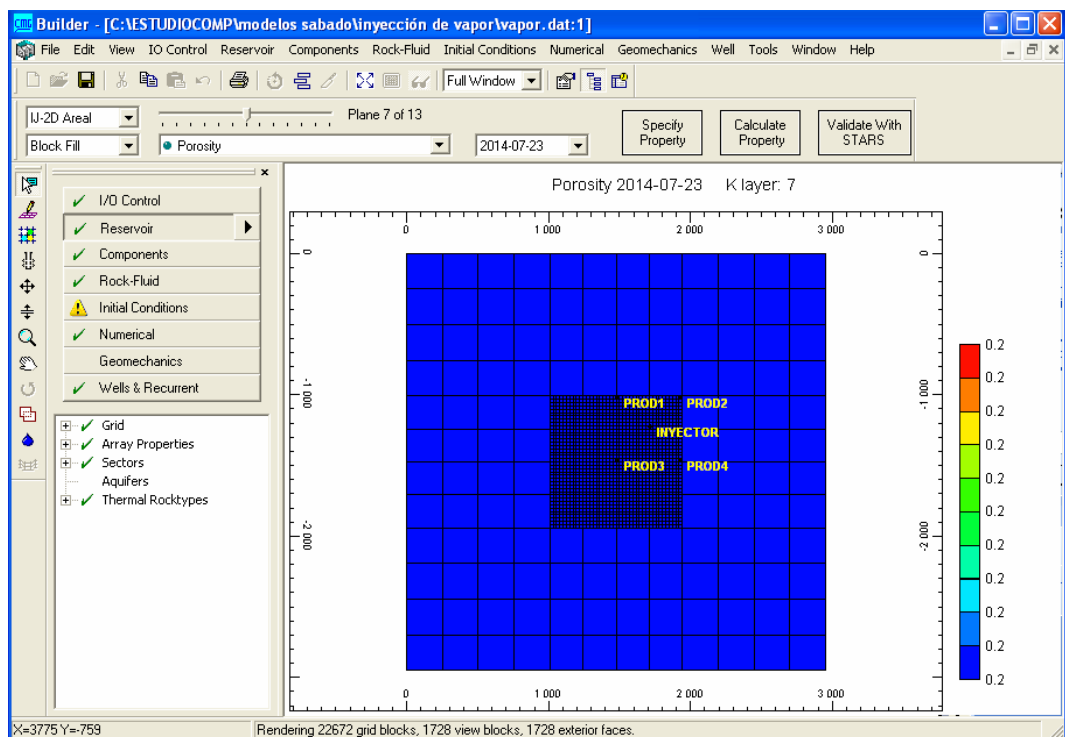
Figura A.3. Ventana para la configuración actual del simulador.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

**Figura A.4.** Ventana principal del **ModelBuilder**.

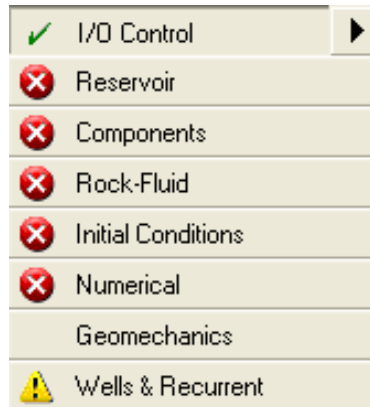


**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

### A.3 INGRESO DE DATOS EN EL MODELBUILER

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

Figura A.5. Secciones del *ModelBuilder*.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

✚ **Reservoir (Descripción del Yacimiento).** Esta sección determina las características geométricas del enmallado a utilizar y permite el ingreso de las propiedades de la formación, tales como el tope, espesor del grid, porosidad, permeabilidad, entre otras. También se pueden definir la gran mayoría de condiciones iniciales en el yacimiento como temperatura, presión, saturaciones, entre otras. Esta sección está enlazada al *GridBuilder*, que es el pre-procesador que ayuda a modelar la geometría del yacimiento. Se escoge el sistema de coordenadas a utilizar, teniendo en cuenta que el enmallado puede ser cartesiano, radial, de profundidad y espesor variable, y de tipo *corner point* o puntos de esquina.

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

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



Indica que la sección se ha completado correctamente y que el **ModelBuilder** no encontró errores en la validación de la información suministrada. Una simulación podrá ejecutarse, si todas las secciones se encuentran con este símbolo.



Indica que la sección aún no se ha completado, debido a que hace falta el ingreso de algunos datos necesarios para llevar a cabo la simulación. Si alguna sección se encuentra con este símbolo, la simulación no podrá ejecutarse.



Indica que a la sección le hace falta información, o que la información ingresada no es la adecuada, lo cual podría ocasionar fallas en la simulación. Este es un mensaje de alerta, mas no de error, por lo que se recomienda revisar los datos.

**A.3.1 INPUT/OUTPUT CONTROL (Control de Entradas y Salidas).** En esta sección, se genera la identificación del proyecto. Se divide en seis secciones, **Titles And Case ID, Run Time Dimensioning, Restart, Simulation Results Output, Text Output, Miscellaneous**. Para ingresar a cada una de ellas, se hace clic en la pestaña correspondiente, tal como se observa en la **Figura A.6**.

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



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

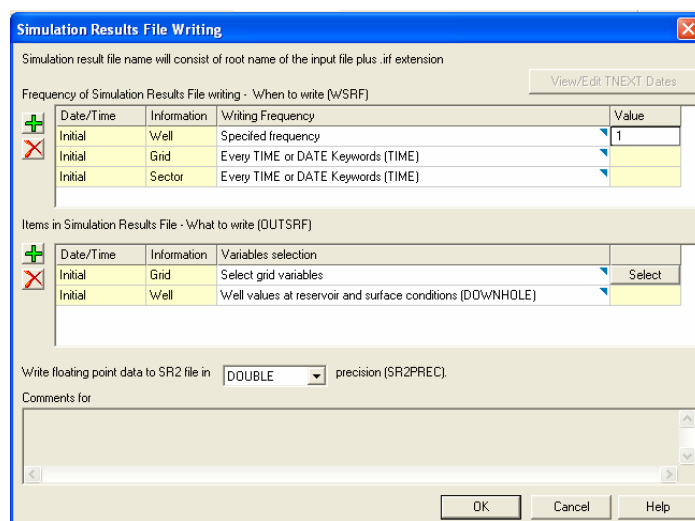
**A.3.1.2 Run Time Dimensioning (Dimensionamiento en el tiempo de la corrida).** Esta sección se utiliza cuando los parámetros que vienen por defecto en el simulador no son suficientes para realizar la corrida. Sin embargo, para modificar los valores que se encuentran en ella, es recomendable acudir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

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

#### A.3.1.4 Simulation Results Output (Resultados de salida de la simulación).

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

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



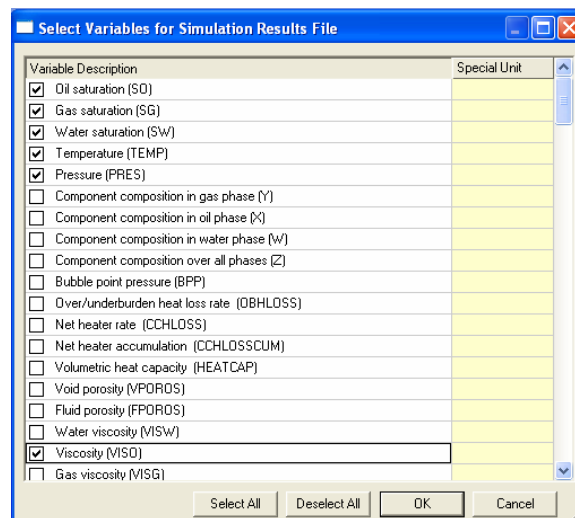
FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

En la casilla **Grid Information**, seleccione **Select Grid Variables**. Haciendo clic en **Select**, se desplegará una ventana (Figura A.8), en la cual, se escogen las

propiedades que requiera durante la simulación. Para guardar los cambios realizados, haga clic en **OK**.

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

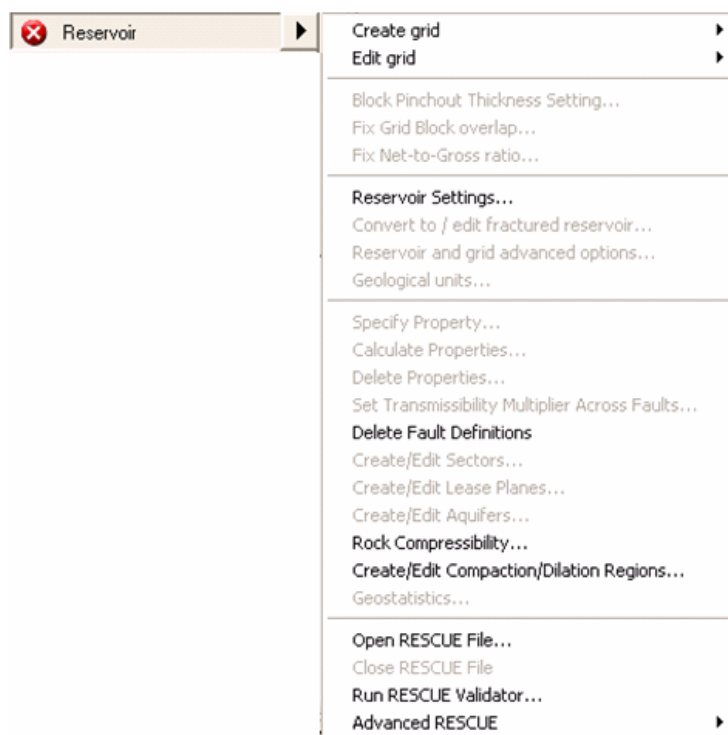


**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**A.3.1.5 Text Output (Texto de Salida).** En esta sección, se selecciona la frecuencia con la cual se escribirán los datos del pozo, enmallado, sector, y las soluciones de la matriz y de las iteraciones a los archivos de salida, de igual manera, se identifica la información de las variables que estarán presentes en estos archivos. Haga clic en **Text Output**, para que se abra una ventana similar a la presentada en la **Figura A.7**. A continuación ingrese la información para el enmallado, pozo, sector e iteraciones. En el caso de seleccionar las variables que se quieran reportar, haga clic en el botón **Select**, para que se despliegue una ventana similar a la presentada en la **Figura A.8**, donde aparecen todas las variables que presenta el simulador.

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

**Figura A.9.** Menú de Descripción del Yacimiento.

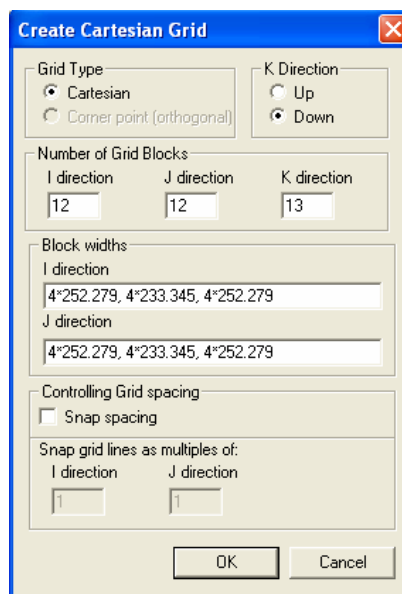


**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

de tipo Puntos de Esquina. Se especifica el número de celdas que conforman el enmallado en todas las direcciones y su respectivo espesor, como se presenta en la siguiente figura.

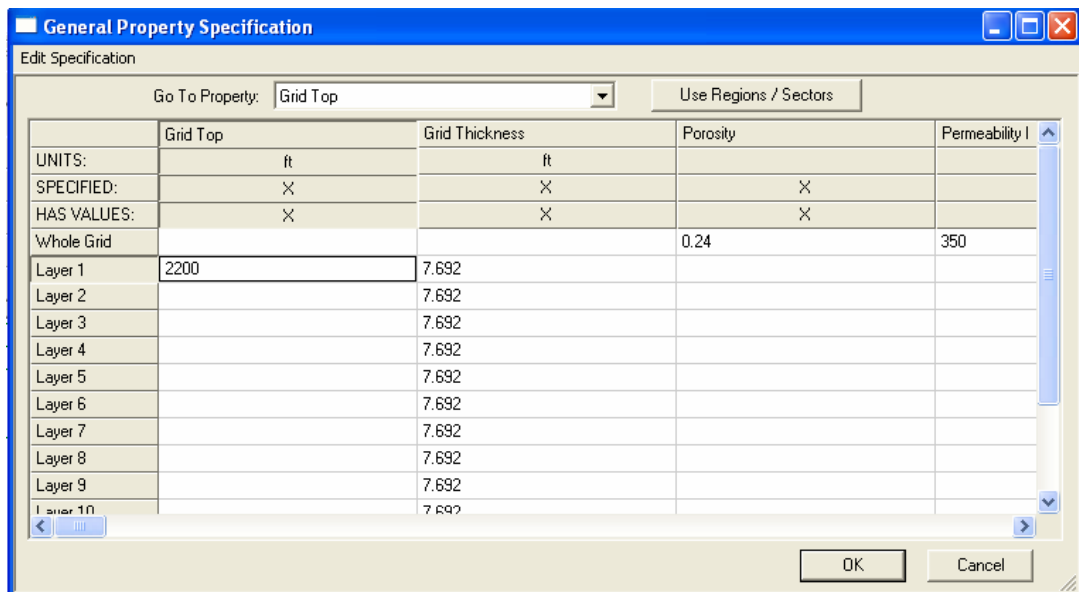
**Figura A.10.** Definición del Enmallado de Simulación.



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

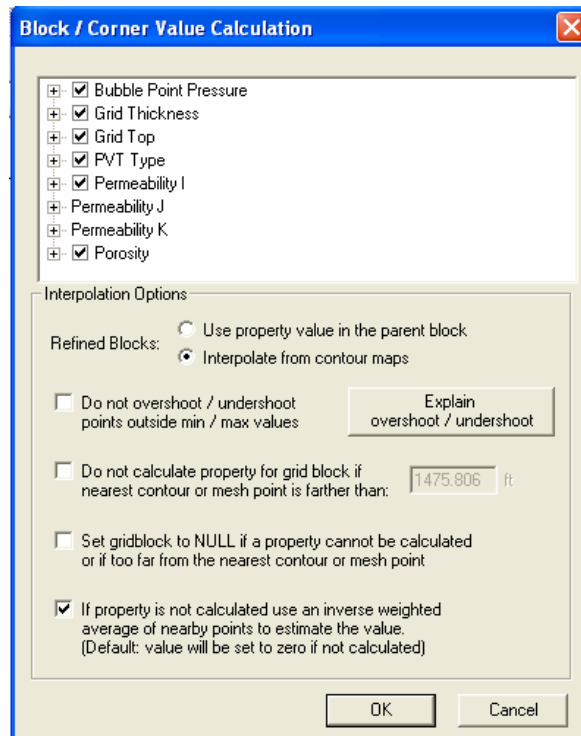
Figura A.11. Propiedades Generales del Yacimiento.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

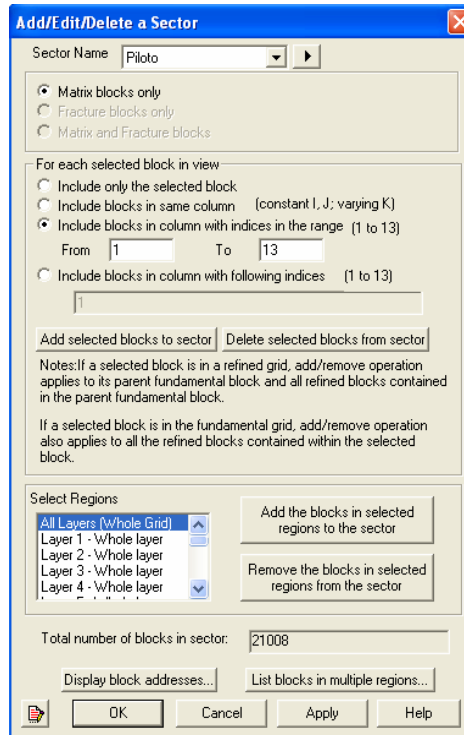
Figura A.12. Ventana para calcular la distribución de propiedades en el modelo.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

Figura A.13. Definición de Sectores.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

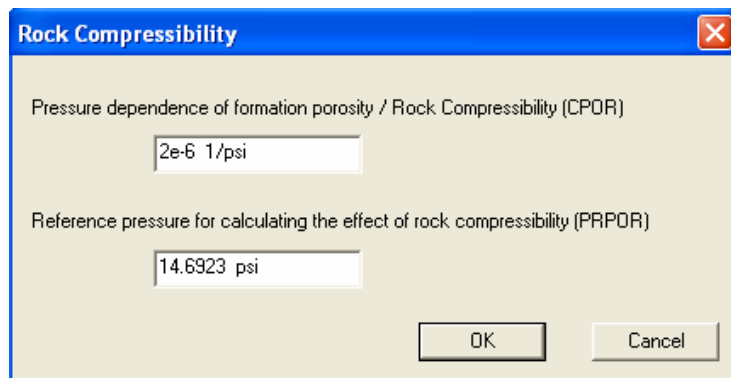
**A.3.2.4 Aquifers (Acuíferos).** Como su nombre lo indica, esta opción se utiliza para definir acuíferos que generen un empuje sobre los hidrocarburos que contenga el yacimiento, o como mecanismo de mantenimiento de presión.

**A.3.2.5 Rock Compressibility (Compresibilidad de la Roca).** Esta sección, permite establecer los valores de la compresibilidad de la roca y la presión de referencia.


Sin embargo, la definición de esta propiedad utilizando **IMEX**, se realiza en forma diferente que en **STARS**. Para el caso de **IMEX** (Figura A.14), se activa la opción

**Rock Compressibility** y se digita el valor de la compresibilidad de la roca y la presión de referencia.

**Figura A.14.** Compresibilidad de la Roca en **IMEX**.



**FUENTE:** Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

Si por el contrario, se está utilizando el paquete **STARS** (Figura A.15), se debe ingresar a la sección **Thermal Rocktypes**, la cual contiene varias pestañas en las que se pueden definir las propiedades térmicas de la roca. Para ello, se debe hacer clic en el icono , con el fin de activar las casillas de dichas pestañas y de esta forma, proceder a introducir la información. Estas secciones son:

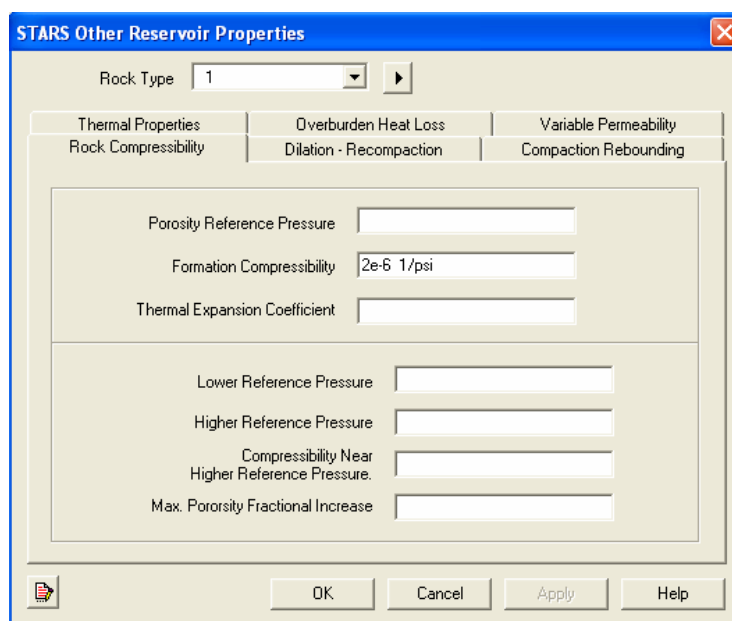
✚ **Rock Compressibility (Compresibilidad de la Roca).** En esta sección se define la presión de referencia (**Porosity Reference Pressure**) y la compresibilidad de la formación (**Formation Compressibility**).

✚ **Thermal Properties (Propiedades Térmicas de la Roca).** En esta sección, se ingresa el valor de la capacidad volumétrica del yacimiento (**Volumetric Heat Capacity**). En la casilla **Reservoir Rock**, ingrese el valor de la conductividad térmica de la roca. Si desea, puede ingresar las conductividades térmicas para las fases componentes, aunque no es necesario.


✚ **Overburden Heat Loss (Pérdidas de calor a las formaciones adyacentes).**

Si se desea tener en cuenta las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes al yacimiento, haga clic en esta sección e ingrese los valores de capacidad calorífica volumétrica y conductividad térmica de las formaciones suprayacente y subyacente.

**Figura A.15.** Compresibilidad de la Roca en **STARS**.



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

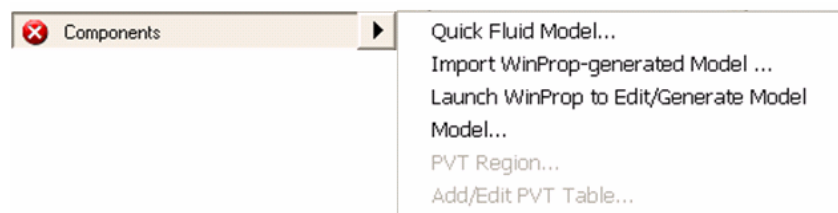
Una vez realizado este proceso, aparecerá el icono , indicando que esta sección se ha completado correctamente.

**A.3.3 COMPONENTS (Propiedades de los Componentes).** Como su nombre lo indica, en ella se definen las características del fluido que se encuentra en el

yacimiento. Sin embargo, la forma en que se ingresan los datos, depende del simulador en que se este trabajando.

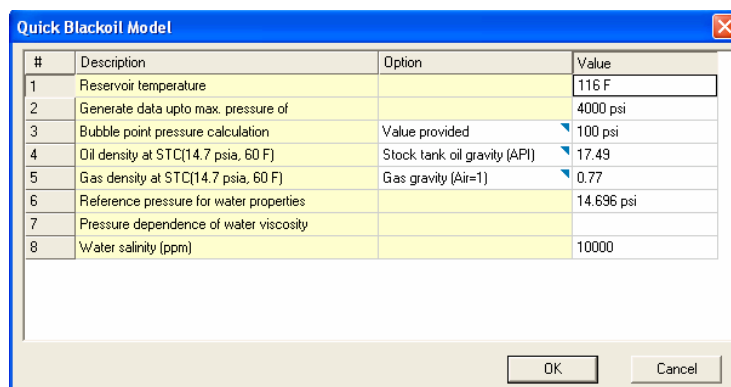
**A.3.3.1 Simulador IMEX.** Seleccionando la opción **Components**, se despliega el menú que se presenta en la **Figura A.16**. Haciendo clic en **Model**, aparece una ventana que permite crear el modelo de fluido. Seleccione la opción **Launch Dialog to Create a Quick BLACKOIL Model Using Correlations** y haga clic en **OK**, A continuación, se despliega una ventana (**Figura A.17**), en la cual se ingresan los datos necesarios para generar la tabla PVT. Haga clic en **Apply** y luego en **OK**.

**Figura A.16.** Menú Sección Componentes para el simulador IMEX.



**FUENTE:** Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

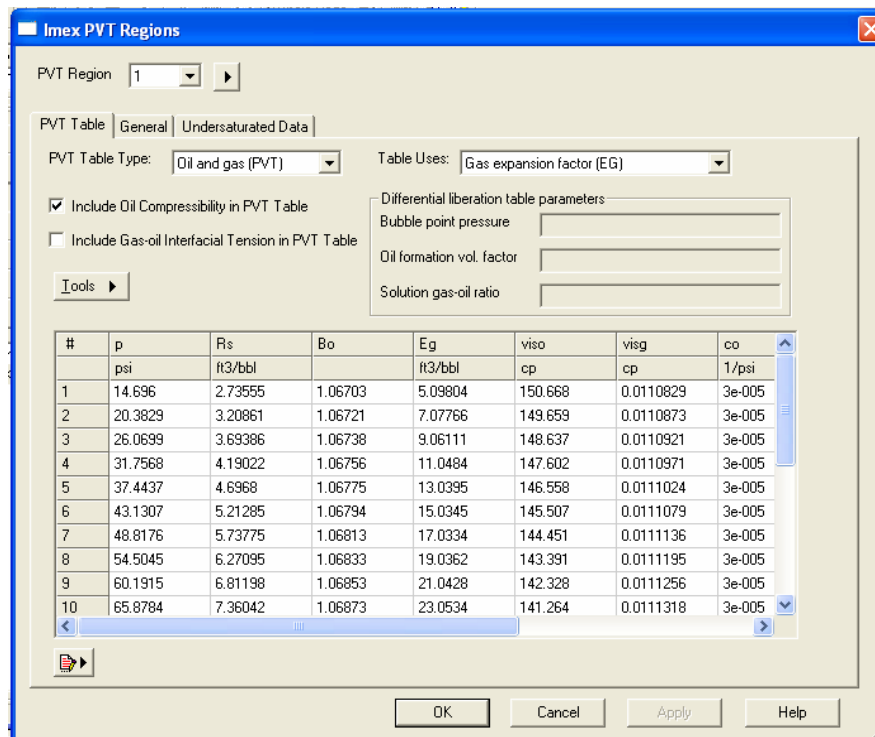
**Figura A.17.** Ventana para crear el modelo de fluido.




**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

**Figura A.18.** Tabla PVT.

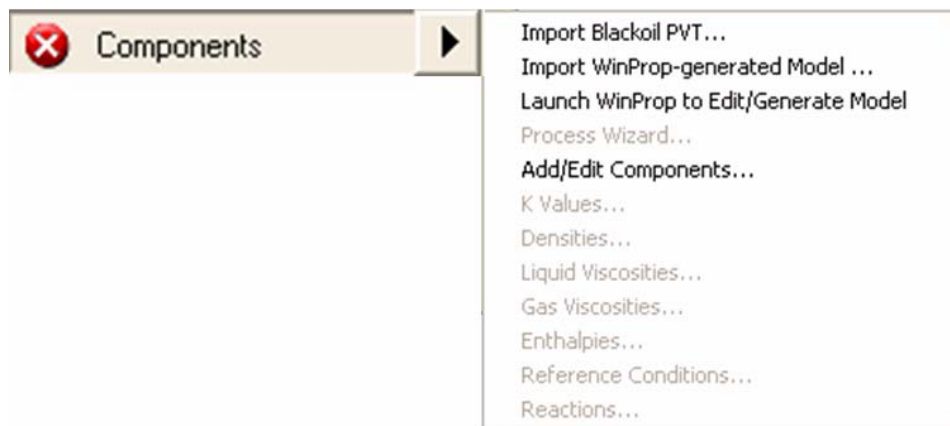


**FUENTE:** Simulador IMEX, Computer Modelling Group.

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

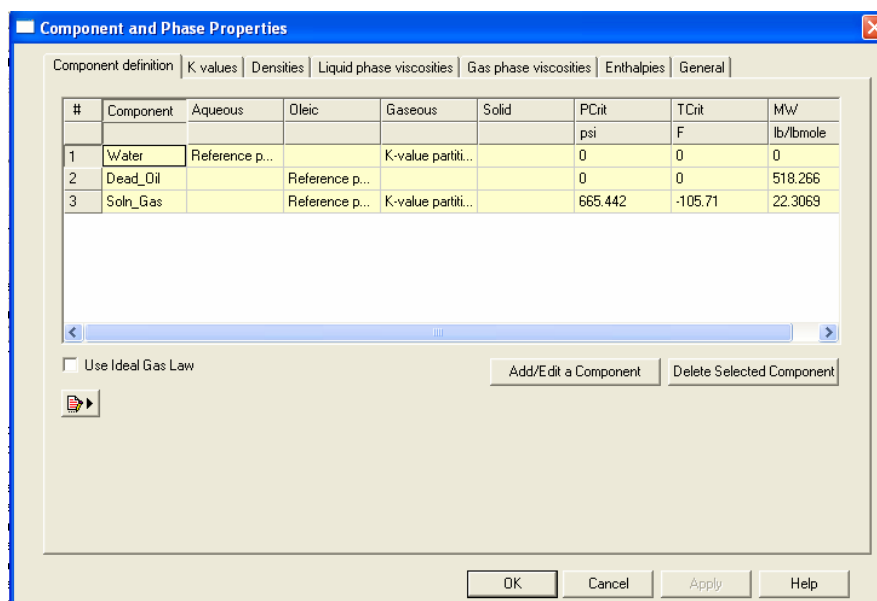
**A.3.3.1 Simulador STARS.** Al hacer clic en la sección Componentes, se despliega el menú que aparece en la **Figura A.19**. Para definir las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento, haga clic en la opción **Add/Edit Components**, y aparecerá una ventana similar a la de la **Figura A.20**.

**Figura A.19.** Menú Sección Componentes para el simulador STARS



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**Figura A.20.** Ventana para crear el modelo de fluido.



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

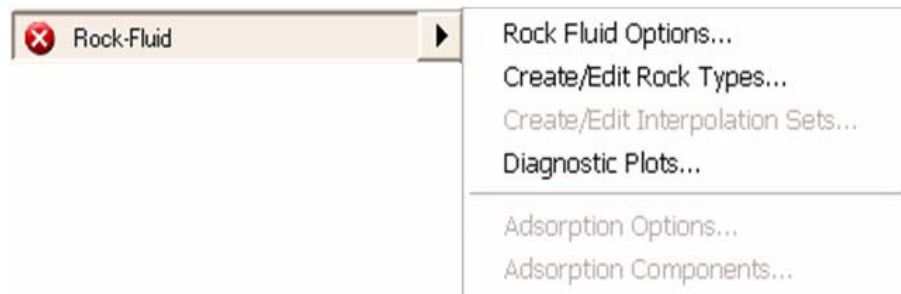
- ✚ **Component Definition (Definición de los Componentes).** Allí puede definir los diferentes fluidos que hay en el yacimiento y algunas de sus propiedades. Seleccione la fase de referencia del componente y las otras fases en que puede estar presente, ingrese los valores de presión, temperatura crítica y el peso molecular del componente.
- ✚ **Densities. (Densidades).** Al hacer clic en esta pestaña, se definen los valores de densidad, bien sea densidad molar, másica o volumen molar; compresibilidad y, coeficientes de expansión térmica para cada uno de los componentes, teniendo en cuenta las unidades que se definieron en el momento de crear el archivo de simulación.
- ✚ **Liquid Phase Viscosities. (Viscosidades de la Fase Líquida).** Como su nombre lo indica, en esta sección, se define el valor de la viscosidad, bien sea, mediante el uso de correlaciones, o ingresando directamente la tabla de viscosidad a su respectiva temperatura, para la fase líquida
- ✚ **General. (Condiciones de Referencia).** En esta sección, se ingresan las condiciones de referencia para las propiedades de los fluidos que fueron reportados en esta sección, y las condiciones estándar.

Realizado este proceso, aparecerá el icono , indicando que se ha completado correctamente esta sección.

**A.3.4 ROCK-FLUID (Datos del Sistema Roca-Fluido).** En esta sección se definen las propiedades de interacción del sistema roca-fluido, y se generan las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares. Para ello, haga clic en

**Rock-Fluid**, e inmediatamente aparecerá la ventana (**Figura A.21**) del menú principal.

**Figura A.21.** Menú de la Sección Rock-Fluid.



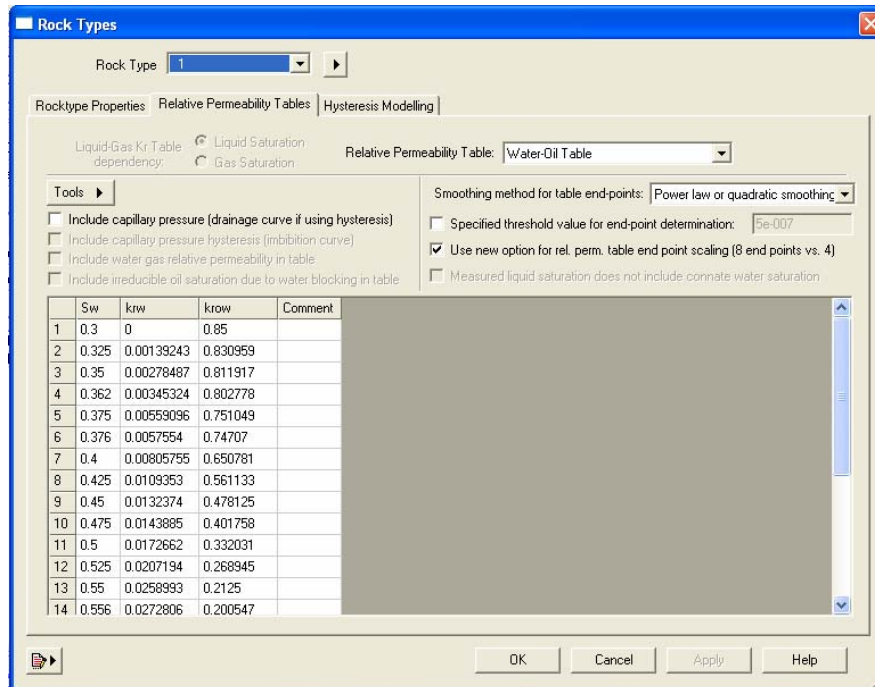
**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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


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

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

Figura A.22. Tabla de Permeabilidades Relativas.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

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

Haga clic en **Initial Conditions**, para desplegar la opción **Initialization Settings** (Figura A.23). Luego, aparece la ventana que se muestra en la Figura A.24, en la cual, se digitan los valores correspondientes a la presión inicial, profundidad de

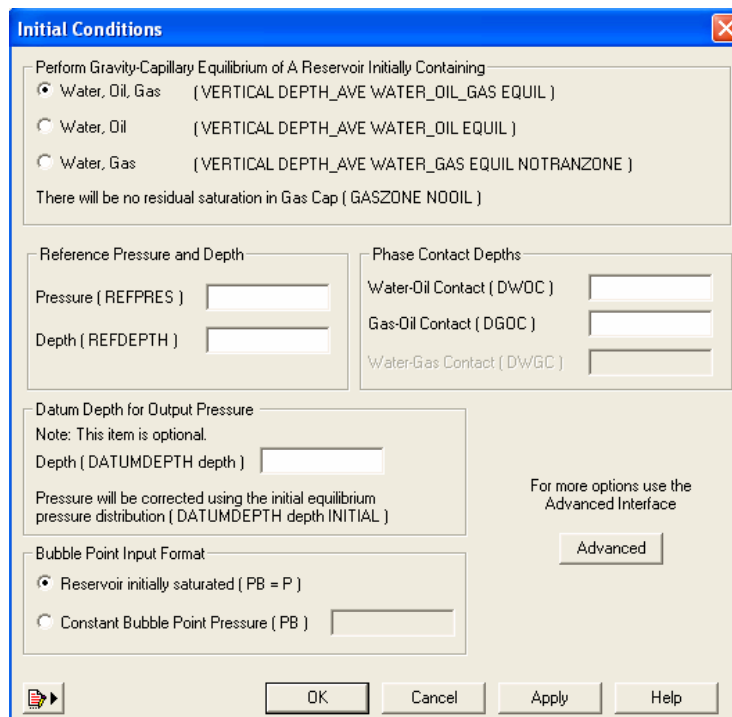
referencia, profundidad de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo, y de la presión de burbuja.

Figura A.23. Menú de la Sección Initial Conditions.




FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

Figura A.24. Condiciones Iniciales.



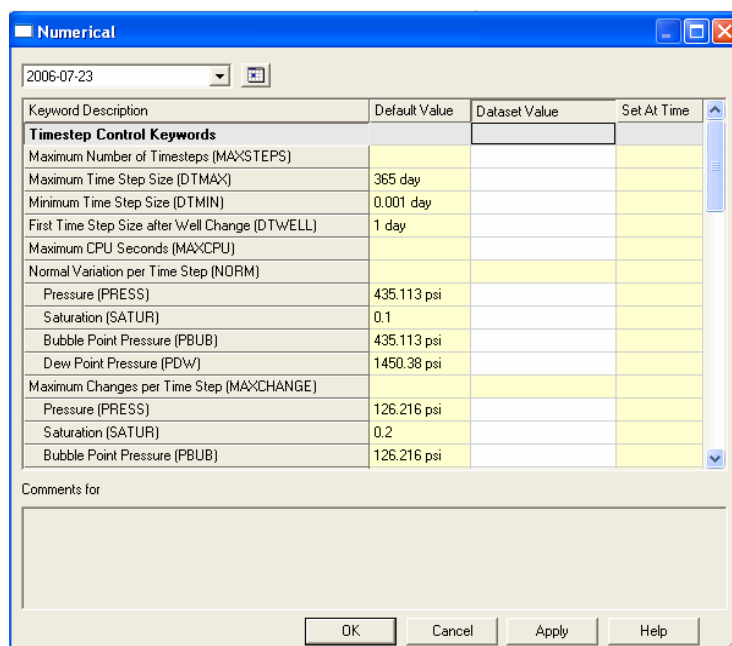
FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

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

Haciendo clic en **Numerical**, se despliega la ventana presentada en la **Figura A.25**, en la cual, se pueden modificar los valores que el simulador usa por defecto, con el fin de solucionar posibles problemas de convergencia.

**Figura A.25.** Sección de Control Numérico.

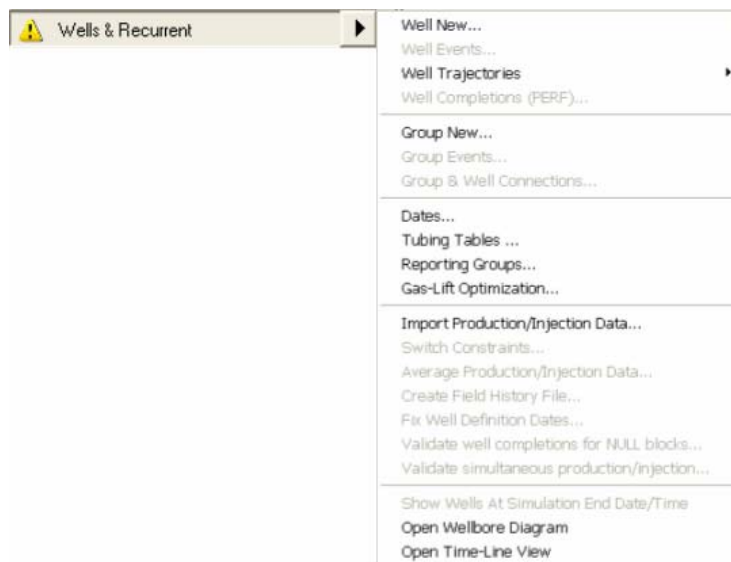


**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

**A.3.7 WELLS & RECURRENT (Datos de Pozo y Datos Recurrentes).** En esta sección se pueden crear los pozos, editar sus restricciones y definir sus correspondientes perforaciones. Para realizar este procedimiento, haga clic en **Well & Recurrent**, de donde se despliega la ventana que se observa en la siguiente figura.

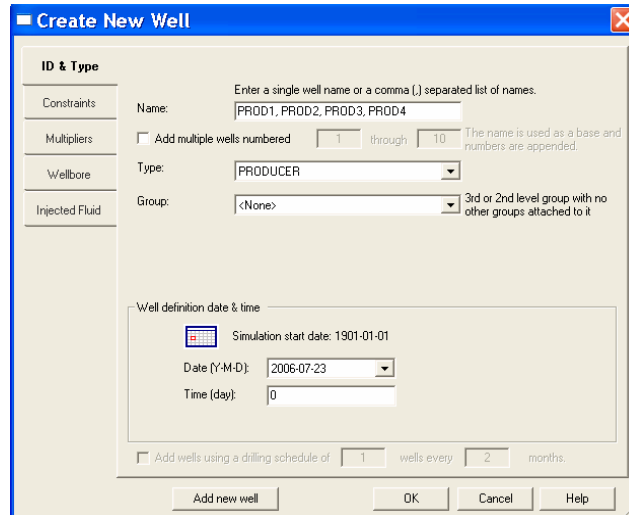
**Figura A.26.** Menú Sección Well & Recurrent.



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**A.3.7.1 Wells (Pozos).** Para crear un pozo, haga clic en **Well New**, del cual, se abrirá la ventana mostrada en la **Figura A.27**. En ella, se puede definir el nombre del pozo; el tipo de pozo, si es inyector o productor, y la fecha a la cual es creado.

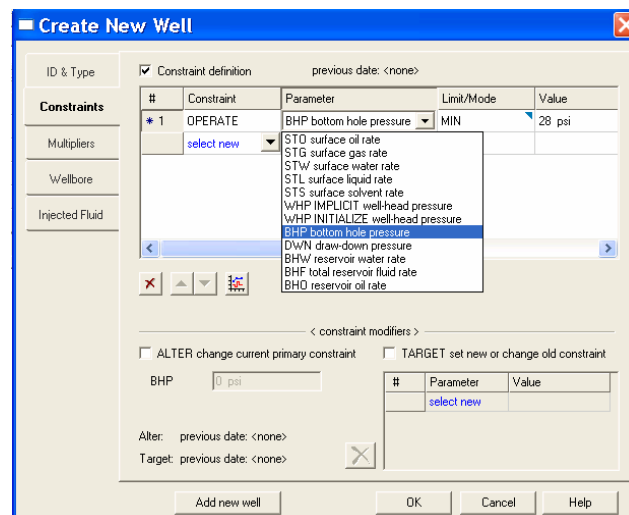
Figura A.27 Ventana para crear los pozos.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

Una vez definidos los pozos, se establecen sus condiciones de operación, haciendo clic en la pestaña **Constraints**, tal como indica la **Figura A.28**.

Figura A.28. Restricciones de los pozos.

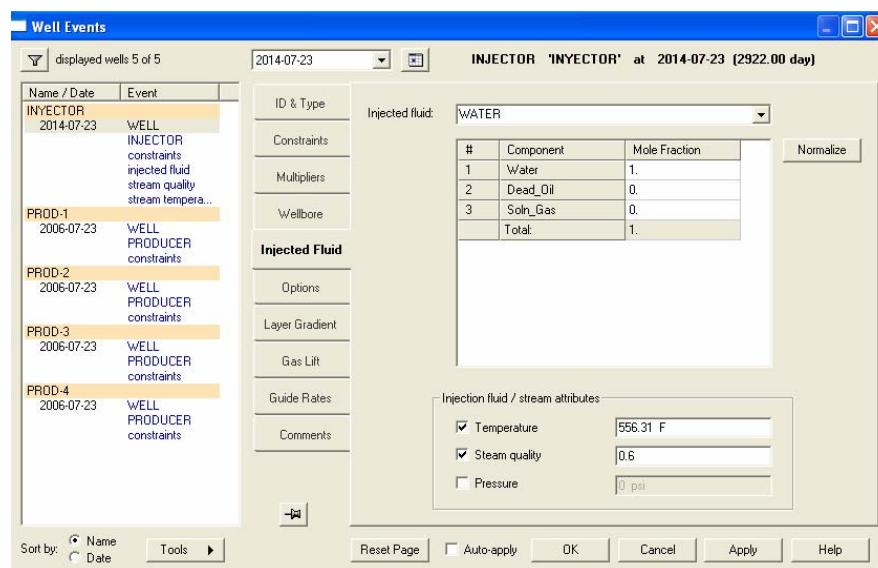


FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

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

Si está empleando **STARS**, se hace clic en la pestaña **Injected Fluid**, con el fin de especificar las propiedades del fluido inyectado (calidad del vapor y la temperatura de inyección de vapor). Dicho procedimiento puede observarse en la **Figura A.29**. Una vez realizados los cambios, haga clic en **OK**.

**Figura A.29.** Restricciones para el pozo inyector en el simulador STARS.



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.


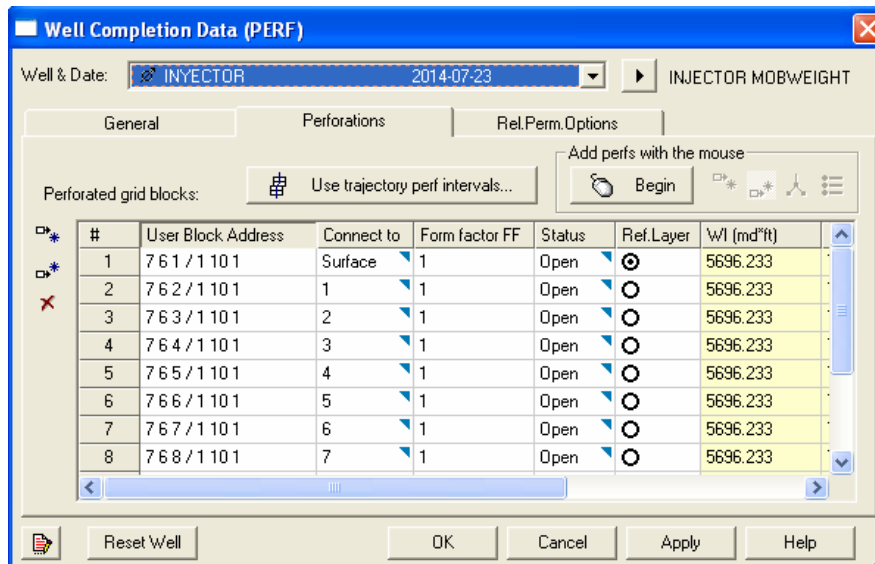
Para crear las perforaciones de los pozos, tanto del inyector como del productor, haga clic en **Edit Well Perforations** o en el icono , de donde se despliega la siguiente ventana.

Figura A.30. Perforaciones de los Pozos.

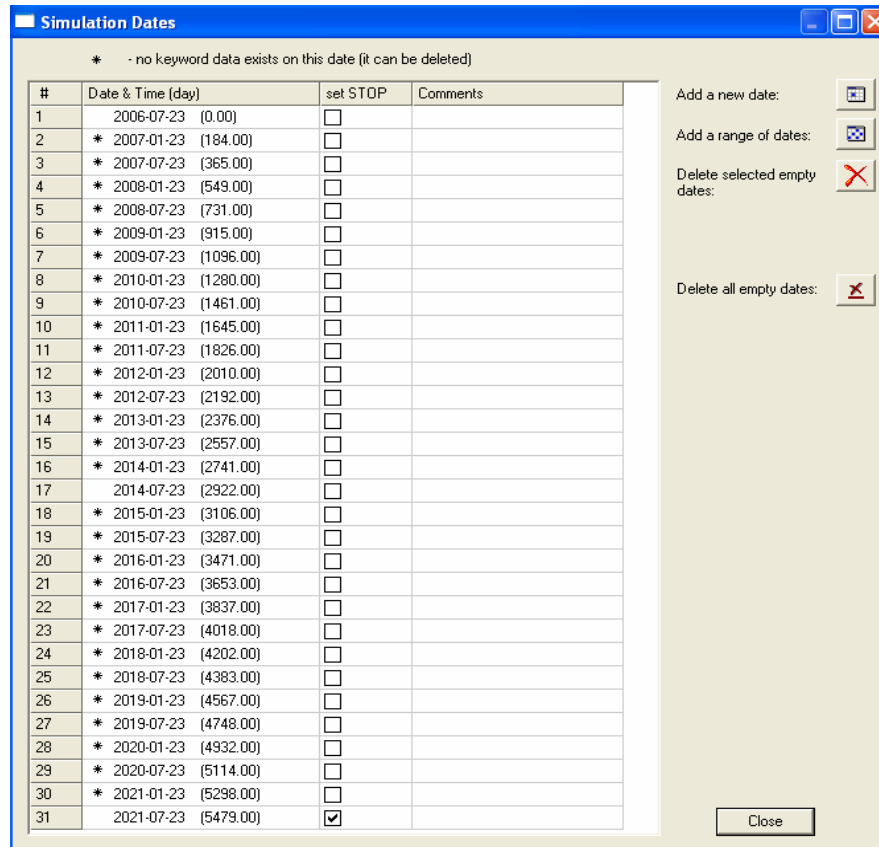


FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.



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

**A.3.7.2 Dates (Fechas).** Esta opción permite crear el cronograma de actividades para el proceso de inyección que se esté implementando. Para ello, haga clic en la opción **Dates**, del cual se despliega la ventana indicada en la **Figura A.31**. En esta ventana, se pueden seleccionar las fechas a las que se desean observar los resultados obtenidos en la simulación y el tiempo en el que termina la ejecución de la corrida.

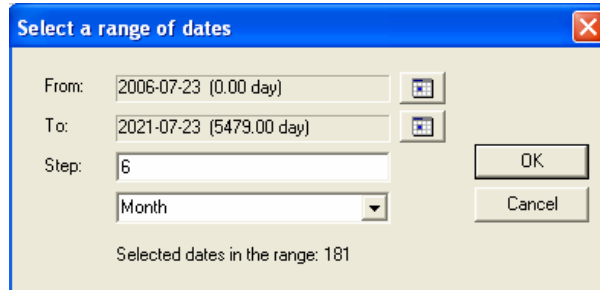
Figura A.31. Ventana de Fechas de Simulación.




FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

Haga clic sobre el icono , si desea agregar una nueva fecha, o en , para agregar una serie de fechas. Se desplegará una ventana (**Figura A.32**), en la cual, se ingresa la fecha de inicio y la fecha de finalización de la simulación. Además, se especifica si el intervalo deseado es anual, mensual o diario.

**Figura A.32.** Creación de una serie de fechas.



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.

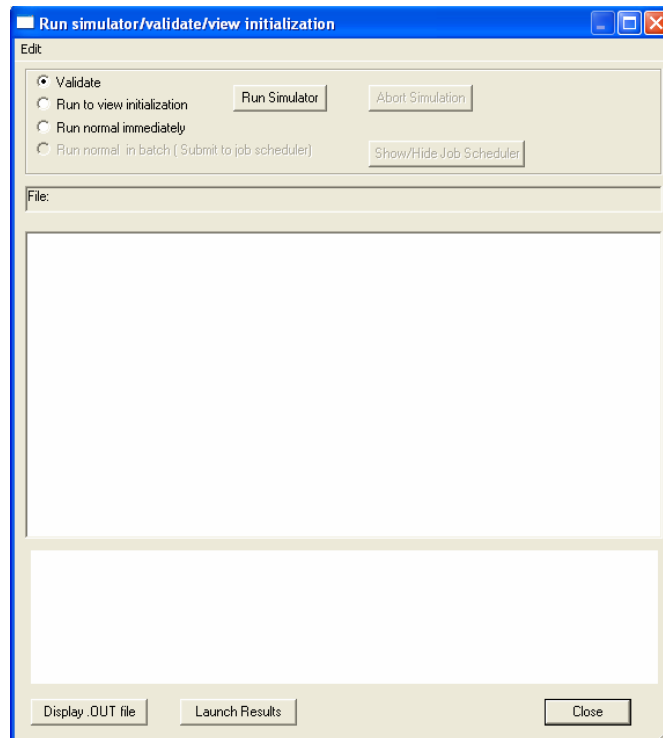
Para indicar la fecha de finalización de la simulación, seleccione la fecha a la cual desea que termine la ejecución de la corrida. Terminado este procedimiento, haga clic en **OK**. Aparecerá el icono , indicando que se ha completado correctamente esta sección.

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


#### **A.4 ETAPAS DE LA SIMULACIÓN**

Antes de realizar la ejecución de la corrida de simulación, es importante validar, inicializar y luego llevar a cabo la simulación como tal. Para ello, haga clic en ***Tools/Validate With simulator***, en donde aparecerá una ventana (**Figura A.33**), en la que se pueden observar las opciones ***Validate, Run to View Initialization y Run Normal Immediately***.

Figura A.33. Ventana para validar, inicializar o realizar la corrida del modelo.



FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

**A.4.1 VALIDATE (Validar).** La validación de los datos de entrada, se hace con el fin de prevenir posibles errores que se puedan presentar durante la ejecución de la corrida de simulación. Seleccione **Validate** y haga clic en **Run Simulator** (Figura A.33). Con esto, se iniciará la lectura del archivo de simulación y validará cada sección. Los mensajes se imprimirán en un cuadro de texto, donde aparecerán los errores y mensajes de alerta. Una vez terminada la validación, cierre la ventana y revise las secciones que presentaron errores, tratando de solucionarlos. En caso de encontrar errores graves en los datos, consulte al equipo de soporte técnico de CMG. Guarde los cambios en el icono  o en **File/Save dataset**.

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

Mediante esta opción, se realiza una corrida de inicialización, con el fin de calcular el **OOIP**. Para ello, seleccione **Run to View Initialization** y haga clic en el botón **Run Simulator** (Figura A.33).

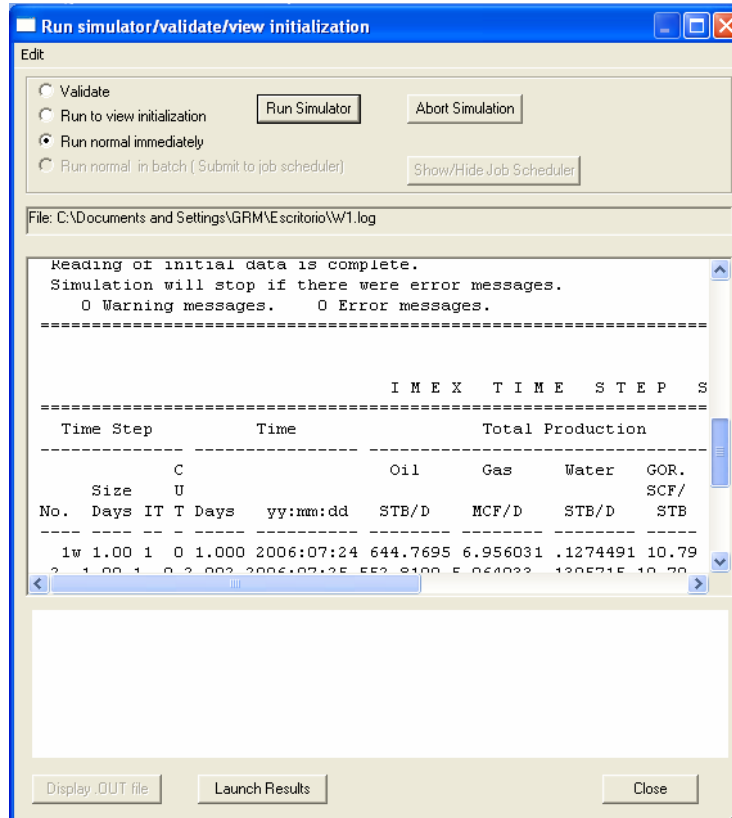
**A.4.3 RUN NORMAL IMMEDIATELY (Realizar la corrida del archivo).** Al ejecutar esta opción, se inicia la corrida del archivo creado. Para ello, seleccione **Run Normal Immediately** y haga clic en el botón **Run Simulator** (Figura A.33).

El software imprime en esta misma ventana (Figura A.34), los resultados de la simulación, indicando las tasas de producción, de inyección y otros parámetros, para cada intervalo de tiempo.




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

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

Figura A.34. Resultados del proceso de simulación.

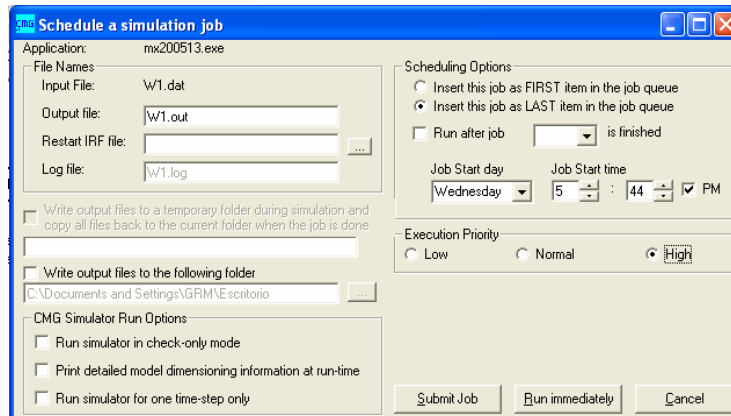


FUENTE: Simulador STARS, Computer Modelling Group.

Existe otra forma, en la cual se puede llevar a cabo la corrida. Para ello, diríjase a **File/Save as**, guarde el archivo y mediante el botón , escoja el lugar en donde será almacenado. A continuación, cierre el **Builder** y vaya a la plataforma **Technologies Launcher**. Busque el archivo creado (\*.dat) y arrástrelo hasta el icono del correspondiente simulador, **IMEX**  o **STARS** , en donde aparece una ventana (Figura A.35), desde la cual, seleccionando la opción **Run Immediately**, se realiza la corrida.


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

**Figura A.35.** Programación de la simulación.



**FUENTE:** Simulador STARS, Computer Modelling Group.


## A.5 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

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

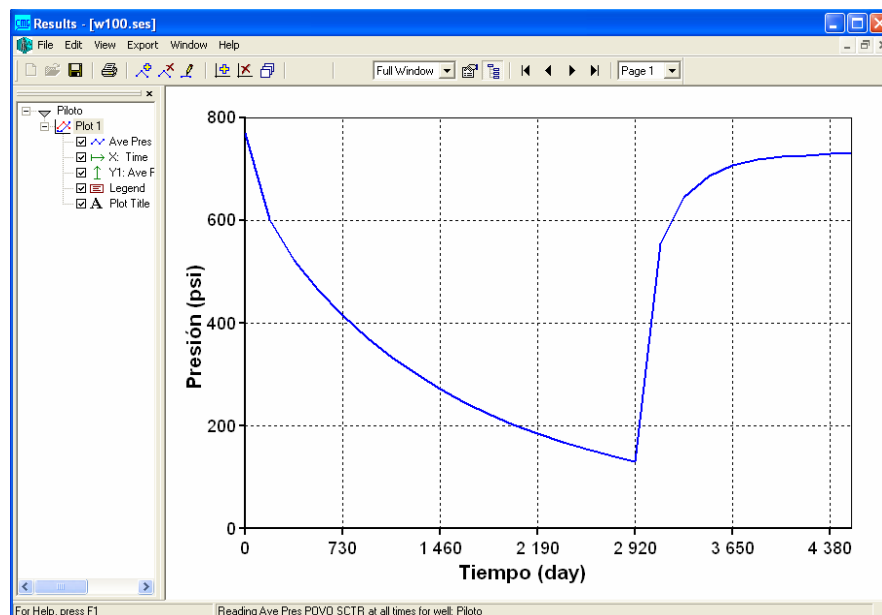
- ✚ Datos ingresados por el usuario al simulador.
- ✚ Datos arrojados por el simulador.
- ✚ Procesos realizados durante la simulación.
- ✚ Duración del tiempo de ejecución de la corrida.

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


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

Para generar los resultados obtenidos en gráficas 2D, seleccione el archivo *index-results file (\*.irf)* en el *Technologies Launcher* y arrástrelo hasta el icono de *Results Graph* , del cual, se despliega una ventana similar a la de la **Figura A.30**.

**Figura A.30.** Ventana principal del Results Graph.



**FUENTE:** Results Graph. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.

Para crear una gráfica, seleccione el icono . Mediante la opción **Origin Type**, puede escoger si la gráfica va a ser para el campo, los pozos, un sector, etc. En la opción **Parameter**, se elige el parámetro que se va a graficar (tasas de producción, corte de agua, factor de recobro, entre otros). Una vez, realizado este procedimiento, haga clic en **OK** y obtendrá la curva deseada.

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

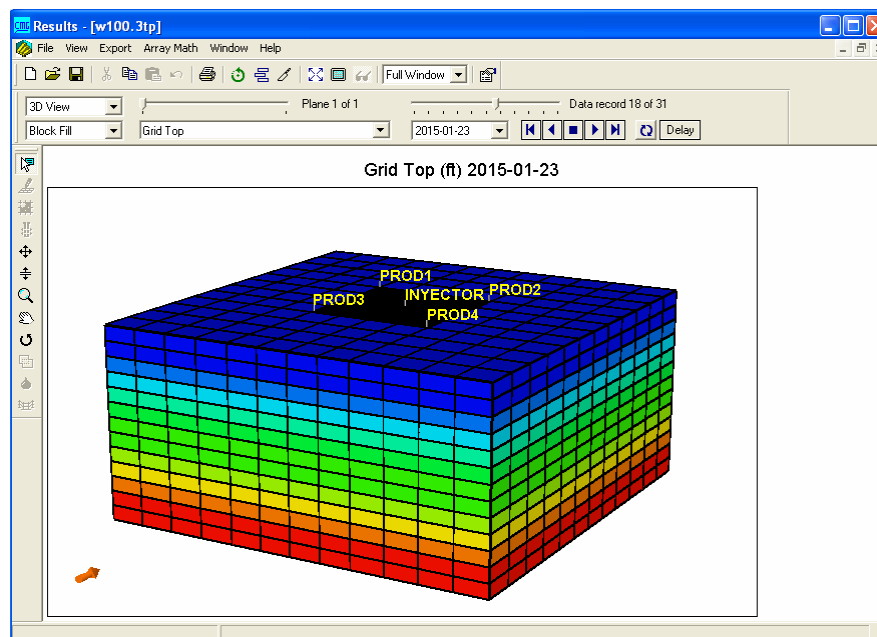
El **Results 3D** presenta los resultados obtenidos mediante una vista bidimensional o tridimensional, con el fin de observar y analizar el comportamiento de las diferentes propiedades de los fluidos del yacimiento, en el transcurso del tiempo de simulación.

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



, del cual, se abre una ventana (**Figura A.31**), en la que se selecciona la propiedad que se desea analizar.

**Figura A.31.** Ventana principal del Results 3D.



**FUENTE:** Results 3D. Versión 2005.13, Computer Modelling Group.