

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES PRESENTES EN UN
PILOTO VERTICAL DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR DE CINCO
PUNTOS UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMERICA DE YACIMIENTOS.

MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ

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

2005

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES PRESENTES EN UN
PILOTO VERTICAL DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR DE CINCO
PUNTOS UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMERICA DE YACIMIENTOS.

MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ

Tesis de Grado presentada como requisito parcial para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

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

ING. EDGAR RICARDO PEREZ CARRILLO
CO - DIRECTOR

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

2005

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a la persona que durante toda mi vida me ha brindado su amor, su cariño, su respeto y su apoyo incondicional, Judith **MI MADRE**, a quien agradezco el gran esfuerzo que ha hecho para lograr que sus hijos seamos cada día mejores personas y por darnos las herramientas para ser personas triunfadoras y exitosas.

A **David Felipe**, pues desde tu llegada eres la principal razón que tengo para llevar a buen término esta gran etapa que hoy culmina y que es el primer paso de un camino muy largo por recorrer, te amo hijo. Gracias **Claudia** por brindarme tus mejores años, momentos felices y amargos, porque crecimos juntos y me diste ese hijo tan maravilloso que hoy tenemos.

LILI, por estar ahí en los momentos difíciles para dar un consejo, un abrazo. Por compartir tu amor y tus triunfos y especialmente por ser mí amiga y hermana. Tía **Martha**, no tengo palabras para agradecerte tu ayuda y tu apoyo sin esperar nunca nada a cambio, y ser siempre como nuestra segunda madre. A mi abuelita **INES**, por tu amor incondicional, tus enseñanzas y por infundir en mí los valores morales que me tienen en donde estoy hoy, gracias.

A ese **SOL** que le dio una nueva emoción y un nuevo rumbo a mi vida, que llego en el momento justo. Gracias por entenderme y aguantar todas las locuras que se me ocurren, *TQM*.

A los amigos que conocí durante mi vida universitaria, que estuvieron siempre en las buenas y en las malas, **Eli, Andres, Edwin, Roy, Fernando, Henry, pipe**.

A todas las personas que de una u otra forma colaboraron con este gran logro y que se me escapan en este momento, gracias.

MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ.

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por depositar su confianza en mí, y por su orientación y guía en el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero Roy Eliécer Sandoval, por brindarme su conocimiento y la orientación para el manejo del software con el que se desarrollo el proyecto.

A los ingenieros Claudia Soto y Edgar Pérez, por la codirección de este proyecto y permitirme ser parte del convenio UIS –ICP.

A la escuela de ingeniería de petróleos, por facilitar la utilización de la sala CPIP y el software necesario para el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, por ser parte de mi vida y por los conocimientos académicos y personales adquiridos durante todos estos años.

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES PRESENTES EN UN PILOTO VERTICAL DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR DE CINCO PUNTOS UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMERICA DE YACIMIENTOS¹.

AUTOR: MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ.²

PALABRAS CLAVES:

- Inyección continua de vapor.
- Análisis de sensibilidad.
- Simulador numérico de procesos térmicos.
- Crudo pesado.
- Patrón de inyección.

La inyección continua de vapor es un proceso de recuperación térmica, en el cual el vapor es inyectado a un yacimiento, aumentando la temperatura de la formación y la temperatura de las formaciones adyacentes. Este calentamiento causa que la viscosidad del crudo disminuya, que aumente su movilidad y por lo tanto se aumente el recobro de crudo.

Mediante el uso de un simulador térmico comercial, se construyó un patrón de inyección de cinco puntos invertido, cuyo principal objetivo es observar el comportamiento de un yacimiento de crudo pesado al ser sometido a un proceso de inyección continua de vapor.

Al modelo desarrollado se le realizaron variaciones de los parámetros operativos y de yacimiento, con el fin de determinar y de analizar como se comportará el yacimiento y la producción de crudo durante un determinado periodo de tiempo de inyección de vapor, además de encontrar los valores de cada uno de los parámetros trabajados, que presenten una mejor respuesta para lograr un aumento en la producción del crudo producido, y además lograr que el proceso de inyección continua de vapor sea lo mas económico y lo mas eficiente posible.

Se elaboró una guía de simulación para procesos de inyección continua de vapor para el simulador numérico térmico, en la cual se presentan los principales pasos que se deben seguir para la elaboración de un patrón de inyección continua de vapor, con el fin de que las personas que requieran hacer uso del simulador utilizado para este estudio, tengan una guía de acceso rápido para la construcción de un modelo,

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de ingenierías Físico-Químicas
Escuela Ingeniería de Petroleos UIS
Director de Tesis: Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: SENSITIVITY ANALYSIS OF PRESENT VARIABLES IN A VERTICAL PILOT OF STEAMFLOOD OF FIVE POINT UTILIZING RESERVOIR NUMERIC SIMULATION³

AUTHOR: MIGUEL ANGEL MEDINA MARTINEZ⁴

KEY WORDS:

- Steam flood injection
- Sensivity analysis
- Numerical Simulator of thermic processes
- Heavy oil
- Break time

The steamflooding is a process becomes of thermic recovery, in the one that the steam is injected a reservoir, increasing the temperature of the formation and the temperature of adjacent formations. This heating causes that the oil viscosity diminish, that he increase his mobility and therefore increase him oil recovery.

Through the use of one simulator thermic commercial, himself development a five spot pattern, whose principal objective is to observe the behavior of heavy oil to the being submitted to steamflood process.

To the development model variations of reservoir and operating parameters came true, whit the purpose of determining and examining the reservoir and oil production behavior during a determined period of time of steamflood, in addition to find the best values of every-one of parameters that present a better answer to achieve an increase in oil production and achieving that steamflood process be more efficient and economic possible .

A guide of simulation for steamflood process was made, in which the principal steps that must ensue for elaboration of steamflood pattern are presented, whit the objective that people that they require to make use of the simulator utilized for this study, have a guide of fast access for the construction of a model.

³ Degree work.

⁴ Physiochemical Engineering Faculty, Petroleum School. Universidad Industrial de Santander, Samuel Fernando Muñoz Navarro y Edgar Ricardo Pérez Carrillo.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|---|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1. INYECCION CONTINUA DE VAPOR | 3 |
| 1.1 SITUACIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS A NIVEL NACIONAL | 5 |
| 1.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO | 8 |
| 1.2.1 Principales mecanismos de desplazamiento en la inyección continúa de vapor | 8 |
| 1.2.1.1 Destilación | 8 |
| 1.2.1.2 Segregación gravitacional | 9 |
| 1.2.1.3 Reducción de la viscosidad | 9 |
| 1.2.2 Otros tipos de desplazamiento | 10 |
| 1.2.2.1 Empuje por compactación | 10 |
| 1.2.2.2 Empuje por expansión de fluidos | 11 |
| 1.2.2.3 Empuje por gas en solución | 11 |
| 1.3 ESTABILIDAD DE LOS FRENTES DE VAPOR | 12 |
| 1.4 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR | 13 |
| 1.4.1 Capacidad calorífica volumétrica efectiva de los yacimientos | 14 |
| 1.5 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR. | 14 |
| 1.5.1 Modelo de Marx y Langenheim | 15 |
| 1.5.1.1 Crecimiento del volumen equivalente calentado bajo una tasa Constante de suministro de calor | 16 |
| 1.6 PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA | 19 |
| 1.6.1 Capacidad calorífica | 19 |
| 1.6.2 Vapor húmedo | 20 |
| 1.6.3 Calor sensible | 20 |
| 1.6.4 Calor latente de vaporización | 20 |
| 1.6.5 Calor específico | 20 |

| | | |
|-----------------|---|-----------|
| 1.6.6 | Calidad del vapor | 20 |
| 1.7 | PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA | 20 |
| 1.7.1 | Conductividad térmica | 20 |
| 1.7.2 | Difusividad térmica | 20 |
| 1.8 | MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR | 22 |
| 1.8.1 | Conducción | 22 |
| 1.8.2 | Convección | 22 |
| 1.8.3 | Radiación | 23 |
| 1.9 | PERDIDAS DE CALOR PRESENTES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR | 23 |
| 1.9.1 | Perdidas de calor en superficie | 23 |
| 1.9.2 | Perdidas de calor en el pozo | 25 |
| 1.9.3 | Perdidas de calor en la formación | 25 |
| 1.10 | CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR | 26 |
| 1.10.1 | Eficiencia de barrido | 27 |
| 1.10.2 | Eficiencia de desplazamiento | 27 |
| 1.10.3 | Tiempo de ruptura | 28 |
| 1.10.4 | Factor de recobro | 28 |
| 1.10.5 | Eficiencia térmica | 29 |
| 1.11 | CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DE UN YACIMIENTO CANDIDATO A SER SOMETIDO A UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR | 29 |
| 1.12 | DISEÑO DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR | 29 |
| 1.12.1 | Efectos de los parámetros de yacimiento | 30 |
| 1.12.1.1 | Espesor de la formación | 30 |
| 1.12.1.2 | Profundidad de la formación | 31 |
| 1.12.1.3 | Saturación de aceite | 31 |
| 1.12.1.4 | Viscosidad | 31 |
| 1.12.2 | Efectos de los parámetros de operación | 31 |
| 1.12.2.1 | Caudal de inyección de vapor | 31 |

| | | |
|----------|--|----|
| 1.12.2.2 | Calidad del vapor | 32 |
| 1.12.2.3 | Presión de producción | 32 |
| 1.12.2.4 | Presión de inyección de vapor | 32 |
| 1.12.3 | Datos de yacimiento necesarios para la ejecución de un proyecto de inyección de vapor | 32 |
| 1.12.3.1 | Información de campo | 32 |
| 1.12.3.2 | Información de yacimiento | 33 |
| 1.12.3.3 | Información de operación | 33 |
| 1.12.4 | Datos de laboratorio necesarios para la ejecución de un proyecto de inyección de vapor | 34 |
| 1.12.4.1 | Propiedades de la roca | 34 |
| 1.12.4.2 | Propiedades del fluido | 34 |
| 1.13 | PRUEBAS PILOTO | 35 |
| 1.13.1 | Objetivos de las pruebas piloto | 36 |
| 1.13.2 | Consideraciones para el diseño | 37 |
| 1.13.2.1 | Ubicación de la prueba piloto | 37 |
| 1.13.2.2 | Mecanismos en la prueba piloto vs escala comercial | 38 |
| 1.13.2.3 | Tasas de los pozos productores e inyectores | 38 |
| 1.13.2.4 | Recolección de datos | 39 |
| 1.13.3 | Diseño de una prueba piloto | 40 |
| 1.13.3.1 | Métodos de predicción | 40 |
| 1.13.4 | Evaluación del comportamiento de una prueba piloto | 41 |
| 1.14 | ESPACIAMIENTO Y ARREGLO DE PATRONES DE INYECCIÓN | 42 |
| 1.14.1 | Arreglos en línea | 44 |
| 1.14.1.1 | Arreglos en línea directa | 44 |
| 1.14.1.2 | Arreglos en línea alterna | 44 |
| 1.14.2 | Arreglos geométricos | 45 |
| 1.14.2.1 | Arreglo de cinco puntos | 45 |
| 1.14.2.2 | Arreglo de siete puntos | 45 |
| 1.14.2.3 | Arreglo de nueve puntos | 46 |
| 1.15 | PROBLEMAS OPERACIONALES | 47 |
| 1.15.1 | Ambientales y ecológicos | 47 |

| | |
|---|-----------|
| 1.15.2 Emulsiones | 47 |
| 1.15.3 Producción de arena | 48 |
| 1.15.4 Fallas en los revestidores y en la tubería | 48 |
| 2. CASOS HISTORICOS EXITOSOS DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR | 49 |
| 2.1 INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR EN EL CAMPO DURÍ. | 49 |
| 2.1.1 Localización del campo. | 49 |
| 2.1.2 Geología del yacimiento. | 50 |
| 2.1.3 Propiedades del yacimiento. | 51 |
| 2.1.4 Desarrollo del campo. | 52 |
| 2.1.5 Producción primaria. | 52 |
| 2.1.6 Recobro mejorado | 52 |
| 2.1.7 Problemas operativos. | 54 |
| 2.2 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL CAMPO “CRUSE (E). | 55 |
| 2.2.1 Localización del campo. | 55 |
| 2.2.2 Geología del yacimiento. | 56 |
| 2.2.3 Propiedades del yacimiento. | 56 |
| 2.2.4 Desarrollo del proceso de inyección continua de vapor. | 57 |
| 2.2.5 Producción de crudo. | 59 |
| 2.2.6 Vapor inyectado. | 59 |
| 2.3 CAMPO LOST HILL. | 60 |
| 2.3.1 Localización del campo. | 60 |
| 2.3.2 Geología del yacimiento. | 60 |
| 2.3.3 propiedades de la roca y el fluido. | 62 |
| 2.3.4 Diseño e implementación del proceso de inyección continua de vapor. | 63 |
| 2.4 CAMPO KERN RIVER. | 64 |
| 2.4.1 Localización del campo. | 64 |
| 2.4.2 Geología del yacimiento. | 64 |
| 2.4.3 Propiedades de la roca y el fluido. | 65 |
| 2.4.4 Desarrollo del campo. | 65 |

| | | |
|----------------|--|------------|
| 3 | SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS | 67 |
| 3.1 | AJUSTE HISTÓRICO | 68 |
| 3.2 | VENTAJAS AL LLEVAR A CABO UN PROCESO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS. | 68 |
| 3.3 | INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL USO DE UN SIMULADOR. | 69 |
| 3.3.1 | Descripción física del yacimiento | 70 |
| 3.3.1.1 | Mapas geológicos y petrofísicos del área. | 70 |
| 3.3.1.2 | Mecanismos de desplazamiento presentes en el yacimiento | 70 |
| 3.3.1.3 | Propiedades petrofísicas. | 70 |
| 3.3.1.4 | Propiedades PVT. | 71 |
| 3.3.1.5 | Estado mecánico de los pozos. | 71 |
| 3.4 | ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD. | 71 |
| 3.4.1 | Realización del modelo. | 72 |
| 3.4.1.1 | Enmallado del piloto de cinco puntos. | 73 |
| 3.4.1.2 | Propiedades de la roca | 76 |
| 3.4.1.3 | Propiedades del crudo | 77 |
| 3.4.1.4 | Permeabilidades relativas | 78 |
| 3.4.1.5 | Condiciones iniciales del yacimiento | 81 |
| 3.4.1.6 | Condiciones de operación | 81 |
| 3.4.1.7 | Simulación del proceso de inyección continua de vapor | 82 |
| 3.4.2 | Construcción del modelo homogéneo. | 88 |
| 3.5 | VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERATIVOS | 93 |
| 3.5.1 | Variación del caudal de vapor inyectado | 94 |
| 3.5.2 | Variación del caudal de vapor inyectado después del tiempo de ruptura | 101 |
| 3.5.3 | Variación del área del patrón de inyección de vapor | 104 |
| 3.5.4 | Variación de las presiones de inyección de vapor | 110 |
| 3.5.5 | Variación en la presión de los pozos productores | 113 |
| 3.5.6 | Estimulación de los pozos productores | 116 |
| 3.5.7 | Variación de la calidad del vapor de inyección | 119 |
| 3.6 | VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE YACIMIENTO | 122 |

| | |
|---|------------|
| 3.6.1 Modelos con diferentes estratigrafías | 123 |
| 3.6.1.1 Primera variación | 123 |
| 3.6.1.2 Segunda variación | 125 |
| 3.6.1.3 Tercera variación | 127 |
| 3.6.1.4 Cuarta variación | 129 |
| 3.6.2 Variación de la permeabilidad horizontal | 130 |
| 3.6.3 Variación de las saturaciones de los fluidos del yacimiento | 132 |
| 3.6.4 Variación de las saturaciones de los fluidos del yacimiento, (2º forma). | 134 |
| 4. CONCLUSIONES | 136 |
| 5. RECOMENDACIONES | 138 |
| BIBLIOGRAFIA | 139 |
| ANEXO A | 144 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Esquema general del proceso de inyección continua de vapor para un yacimiento homogéneo. | 4 |
| Figura 2. Producción nacional de crudo | 5 |
| Figura 3. Porcentaje de producción de crudos pesados | 6 |
| Figura 4. Reservas y ubicación geográfica de crudos pesados y extra-pesados. | 7 |
| Figura 5. Distribución de temperaturas según el modelo de Marx y Langenheim. | 15 |
| Figura 6. Diagrama T Vs h. | 21 |
| Figura 7. Pérdidas de calor durante un proceso de inyección continua de vapor. | 24 |
| Figura 8. Perfiles de temperatura desde el pozo hacia la formación | 26 |
| Figura 9. Porcentaje de las pérdidas de calor durante un proceso de inyección continua de vapor. | 27 |
| Figura 10. Distribución de saturaciones durante el proceso de barrido en una inyección continua de vapor. | 28 |
| Figura 11. Arreglo de línea directa. | 44 |
| Figura 12. Arreglo de línea alterna. | 44 |
| Figura 13. Arreglo de cinco puntos | 45 |
| Figura 14a. Arreglo de siete puntos regular | 46 |
| Figura 14b. Arreglo de siete puntos invertido | 46 |
| Figura 15a. Arreglo de nueve puntos regular | 46 |
| Figura 15b. Arreglo de nueve puntos invertido | 46 |
| Figura 16. Localización del campo Duri. | 49 |
| Figura 17. Mapa de la ubicación de los patrones de inyección, campo Duri. | 53 |

| | |
|--|----|
| Figura 18. Historia de producción de crudo y de inyección de vapor, campo Duri. | 54 |
| Figura 19. Localización del campo Cruse “E”. | 55 |
| Figura 20. Mapa estructural del campo Cruse “E”. | 56 |
| Figura 21. Unidades productoras del campo Cruse “E”. | 57 |
| Figura 22. Ubicación de los patrones de inyección de vapor, campo Cruse “E”. | 58 |
| Figura 23. Análisis de la producción de crudo contra el vapor inyectado. | 59 |
| Figura 24. Ubicación del campo Lost Hill. | 61 |
| Figura 25. Vista seccional del área 2B del campo Lost Hill. | 61 |
| Figura 26. Mapa de los patrones de inyección del campo Lost Hill. | 63 |
| Figura 27. Localización del campo Kern River. | 64 |
| Figura 28. Producción histórica del campo Kern River. | 66 |
| Figura 29. Densidad de los pozos productores e inyectores del campo. | 66 |
| Figura 30. Enmallado del patrón de cinco puntos | 74 |
| Figura 31. Dimensiones del enmallado en una vista areal, coordenadas cartesianas(X,Y) | 75 |
| Figura 32. Dimensiones del enmallado en una vista seccional, coordenadas cartesianas (X, Z) | 75 |
| Figura 33. Perforaciones de los pozos productores y del pozo inyector | 76 |
| Figura 34. Comportamiento de la viscosidad del crudo con el incremento de la temperatura. | 78 |
| Figura 35. Curva de saturación para el sistema gas aceite | 80 |
| Figura 36. Curva de saturación para el sistema agua aceite | 81 |
| Figura 37. Producción instantánea de crudo del modelo base | 83 |
| Figura 38. Producción acumulada de crudo del modelo base | 85 |
| Figura 39. Factor de recobro del modelo base | 85 |
| Figura 40. Distribución de temperaturas en las diferentes capas del yacimiento del modelo base | 86 |
| Figura 41. Distribución de la viscosidad en las diferentes capas del yacimiento para el modelo base | 87 |

| | |
|--|-----|
| Figura 42. Agua acumulada inyectada en el yacimiento, para el modelo base | 87 |
| Figura 43. Relación aceite / vapor, para el modelo base | 88 |
| Figura 44. Enmallado para el modelo homogéneo | 90 |
| Figura 45. Comparación de los factores de recobro para los diferentes modelos realizados. | 91 |
| Figura 46. Comportamiento del vapor inyectado en el modelo homogéneo. | 91 |
| Figura 47. Comparación del comportamiento de las saturaciones promedio del modelo base Vs modelo homogéneo. | 92 |
| Figura 48. Comportamiento de la saturación de crudo en el modelo homogéneo | 92 |
| Figura 49. Comparación del comportamiento de la relación aceite - vapor del modelo base Vs modelo homogéneo | 93 |
| Figura 50. Inyectividad de vapor en el yacimiento, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 95 |
| Figura 51. Comportamiento de la presión del yacimiento debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 95 |
| Figura 52a. Producción instantánea de crudo, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 96 |
| Figura 52b. Producción instantánea de crudo, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 96 |
| Figura 53. Producción acumulada de crudo, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor. | 97 |
| Figura 54. Perfiles de temperatura, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 98 |
| Figura 55. Comportamiento de la viscosidad del crudo debido a los diferentes caudales de inyección | 99 |
| Figura 56. Perdidas de calor debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 99 |
| Figura 57. Factor de recobro de crudo debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 100 |

| | |
|---|-----|
| Figura 58. Relación aceite / vapor, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor | 101 |
| Figura 59. Producción instantánea de crudo, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura | 102 |
| Figura 60. Producción acumulada de crudo, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura | 103 |
| Figura 61. Factor de recobro de crudo, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura | 103 |
| Figura 62. Relación aceite vapor, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura | 104 |
| Figura 63. Producción instantánea de crudo, variando el área del patrón de inyección de vapor | 106 |
| Figura 64. Producción acumulada de crudo, variando el área del patrón de inyección de vapor | 106 |
| Figura 65. Temperatura del yacimiento, variando el área del patrón de inyección de vapor | 107 |
| Figura 66. Temperatura del yacimiento en 3D, variando el área del patrón de inyección de vapor. | 107 |
| Figura 67. Viscosidad del crudo, variando el área del patrón de inyección de vapor | 108 |
| Figura 68. Saturación de crudo en el yacimiento en 3D, variando el área del patrón de inyección de vapor | 109 |
| Figura 69. Factor de recobro de crudo, variando el área del patrón de inyección de vapor | 109 |
| Figura 70. Relación aceite vapor, variando el área del patrón de inyección de vapor | 110 |
| Figura 71. Producción instantánea de crudo, variando las presiones de inyección de vapor | 111 |
| Figura 72. Producción acumulada de crudo, variando las presiones de inyección de vapor | 111 |

| | |
|--|-----|
| Figura 73. Factor de recobro de crudo variando las presiones de inyección de vapor | 112 |
| Figura 74. Producción instantánea de crudo, variando la presión de producción | 113 |
| Figura 75. Producción acumulada de crudo, variando la presión de Producción | 113 |
| Figura 76. Factor de recobro de crudo variando la presión de Producción | 115 |
| Figura 77. Relación aceite / vapor variando la presión de producción | 115 |
| Figura 78. Producción instantánea de crudo, en la estimulación de los pozos productores | 116 |
| Figura 79. Producción acumulada de crudo, en la estimulación de los pozos productores | 117 |
| Figura 80. Factor de recobro de crudo, en la estimulación de los pozos Productores | 118 |
| Figura 81. Relación aceite / vapor, en la estimulación de los pozos Productores | 118 |
| Figura 82. Producción instantánea de crudo, variando la calidad del vapor inyectado | 119 |
| Figura 83. Temperatura del yacimiento, variando la calidad del vapor Inyectado | 120 |
| Figura 84. Producción acumulada de crudo, variando la calidad del vapor inyectado | 120 |
| Figura 85. Factor de recobro de crudo, variando la calidad del vapor Inyectado | 121 |
| Figura 86a. Comportamiento de la saturación de crudo en las diferentes capas productoras (capa superior). | 121 |
| Figura 86b. Comportamiento de la saturación de crudo en las diferentes capas productoras (capa inferior). | 122 |
| Figura 87. Primer modelo de variación estratigráfica | 123 |
| Figura 88. Producción instantánea de crudo, primera variación estratigráfica del modelo | 124 |

| | |
|---|-----|
| Figura 89. Factor de recobro de crudo, primera variación estratigráfica del modelo | 124 |
| Figura 90. Relación aceite vapor, primera variación estratigráfica del Modelo | 125 |
| Figura 91. Segundo modelo de variación estratigráfica | 125 |
| Figura 92. Producción instantánea de crudo, segunda variación estratigráfica del modelo | 126 |
| Figura 93. Factor de recobro de crudo, segunda variación estratigráfica del modelo. | 126 |
| Figura 94. Relación vapor aceite, segunda variación estratigráfica del Modelo | 127 |
| Figura 95. Tercer modelo de variación estratigráfica | 127 |
| Figura 96. Producción instantánea de crudo, tercera variación estratigráfica del modelo | 128 |
| Figura 97. Factor de recobro de crudo, tercera variación estratigráfica del modelo. | 128 |
| Figura 98. Cuarto modelo de variación estratigráfica | 129 |
| Figura 99. Producción instantánea de crudo, cuarta variación estratigráfica del modelo | 129 |
| Figura 100. Producción acumulada de crudo, cuarta variación estratigráfica del modelo. | 130 |
| Figura 101. Producción instantánea de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferente permeabilidad horizontal | 130 |
| Figura 102. Factor de recobro de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferente permeabilidad horizontal | 131 |
| Figura 103. Relación aceite vapor, análisis de sensibilidad a formaciones de diferente permeabilidad horizontal | 132 |
| Figura 104. Producción acumulada de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo | 133 |
| Figura 105. Relación aceite vapor, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo | 134 |

| | |
|--|-----|
| Figura 106. Producción acumulada de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo. | 135 |
| Figura 107. Relación aceite vapor, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo | 135 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Funciones auxiliares (Error) para el método de Marx and Langenheim | 18 |
| Tabla 2. Criterios de selección de un yacimiento candidato a ser sometido a inyección continua de vapor. | 29 |
| Tabla 3. Datos necesarios de campo para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor. | 32 |
| Tabla 4. Datos necesarios de yacimiento para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor. | 33 |
| Tabla 5. Datos necesarios de operación para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor. | 33 |
| Tabla 6. Datos necesarios de laboratorio (características de la roca) para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor | 34 |
| Tabla 7. Datos necesarios de laboratorio (propiedades del fluido) para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor. | 34 |
| Tabla 8. Datos necesarios de laboratorio (saturaciones) para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor. | 35 |
| Tabla 9. Propiedades de la roca y los fluidos, campo Duri. | 51 |
| Tabla 10. Propiedades de la roca y los fluidos, campo Cruse "E". | 58 |
| Tabla 11. Propiedades de la roca y los fluidos, campo Lost Hill. | 62 |
| Tabla 12. Propiedades de la roca y del fluido, campo Kern River. | 65 |
| Tabla 13. Descripción del enmallado | 74 |
| Tabla 14. Propiedades de la roca | 74 |
| Tabla 15. Propiedades del crudo presente en el modelo base | 77 |
| Tabla 16. Datos de temperatura y de viscosidad del crudo | 78 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 17. Permeabilidades relativas | 79 |
| Tabla 18. Datos de las condiciones iniciales del yacimiento en el momento de comenzar el proceso de inyección continúa de vapor. | 81 |
| Tabla 19. Condiciones operativas de los pozos presentes en el piloto de inyección | 82 |
| Tabla 20. Respuestas del simulador durante el flujo natural | 83 |
| Tabla 21. Respuestas del simulador durante el proceso de inyección continúa de vapor | 84 |
| Tabla 22. Propiedades de la roca del modelo homogéneo. | 89 |
| Tabla 23. Descripción del enmallado del modelo homogéneo. | 90 |
| Tabla 24. Variación de los parámetros operacionales | 94 |
| Tabla 25. Variación de las áreas del patrón de inyección | 105 |
| Tabla 26. Variación de las saturaciones iniciales de crudo | 133 |
| Tabla 27. Variación de la saturación de crudo inicial, con el mismo ooiip. | 134 |

INTRODUCCIÓN

Los procesos de recuperación térmica han tomado gran auge en los últimos años para la recuperación de los crudos pesados, debido a que las reservas de crudo convencional han disminuido drásticamente y no se han renovado estas fuentes. El recobro de los crudos pesados se hace complicado debido a las propiedades que este tipo de crudos presentan como la alta viscosidad, lo cual causa barreras de flujo que dificultan su movilidad y por ende su extracción.

El proceso de inyección de vapor ayuda a vencer estas barreras provocando que la viscosidad de los crudos pesados disminuya mediante el aumento de la temperatura de la formación, lo que causa que la movilidad de este tipo de fluidos se realice de manera mucho más fácil.

Para entender el proceso de simulación presentado en este trabajo, se hace una introducción a la parte teórica del proceso de inyección continua de vapor en la cual se mencionan las principales propiedades del vapor y del crudo, se describe como se produce el fenómeno del calentamiento de la formación cuando se le inyectan fluidos calientes en el yacimiento y se presentan los mecanismos de transferencia de calor que actúan durante este proceso.

Mediante el proceso de simulación de yacimientos se presenta la construcción del modelo de inyección continua de vapor, propuesto en el artículo 13510 de la SPE para el cual se utilizó un patrón de inyección de cinco puntos invertido y los datos presentados en el mismo artículo, además del respectivo ajuste en las curvas de inyección y de producción, con el fin de reproducir las respuestas obtenidas en campo.

Mediante un análisis realizado a los diferentes parámetros operativos y a los parámetros de yacimiento llamado análisis de sensibilidad, se observa el

comportamiento que presenta un yacimiento que es sometido a la variación de cada uno de estos parámetros, y se hace la interpretación de los respectivos resultados arrojados por el simulador, con el fin de seleccionar los que son mas influyentes en la recuperación del crudo contenido en el yacimiento.

Cada patrón de inyección presenta una respuesta característica a los cambios que se le realicen, por efecto de su litología y de las propiedades de la roca y del fluido presentes. Se encontraron para el patrón desarrollado en este trabajo los valores que presentan una mejor respuesta para aumentar el factor de recobro de crudo en cada uno de los parámetros operativos trabajados.

Se hace referencia a las principales características de un proceso de simulación de inyección continua de vapor y además se hace énfasis en que la importancia de este tipo de estudios radica en la búsqueda de alternativas que permitan aumentar la recuperación de hidrocarburos,

Con el fin de que las personas que requieran hacer uso del simulador utilizado para este estudio, tengan una guía de acceso rápido para la construcción de un modelo, se elaboró una guía de simulación para procesos de inyección continua de vapor en el simulador STARS, en la cual se presentan los principales pasos que se deben seguir para la elaboración de un patrón de inyección continua de vapor.

1. INYECCION CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un proceso que consiste en inyectar vapor de agua a una determinada calidad, en forma continua en uno o en varios pozos de un campo que contenga petróleo muy viscoso, con el fin de calentar la formación, y mediante este aumento de la temperatura se busca disminuir la viscosidad del aceite, permitiéndole así una mayor movilidad en el volumen poroso desde los pozos inyectores hacia los pozos productores, para obtener un aumento en la producción de un campo, debido principalmente a la diferencia de presiones entre los pozos inyectores y los productores.

Para realizar este tipo de recobro térmico se deben tener en cuenta tanto las propiedades petrofísicas de yacimiento, como sus propiedades térmicas y las del fluido, además es necesario contar con los principales parámetros de operación del campo.

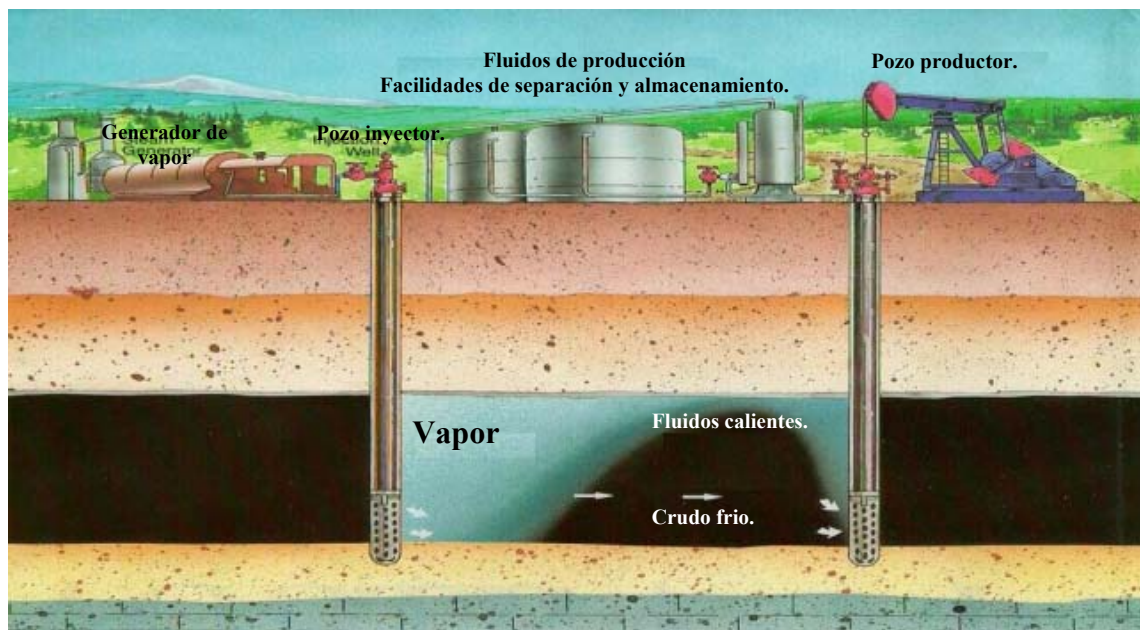
Durante el proceso de inyección continua de vapor ocurre el fenómeno de digitación el cual se presenta durante el barrido del yacimiento, y se hace más lento y más estable con el proceso de inyección continua de vapor que con el proceso de inyección de agua, debido a que la transferencia de calor causa un efecto de condensación formando un frente de agua caliente y la segregación gravitacional retarda ese efecto, provocando un equilibrio.

Debido a la alta capacidad calorífica del vapor, este es un buen agente transmisor de calor hacia la formación, y se puede presentar como vapor húmedo o como vapor sobrecalentado.

Es importante conocer la heterogeneidad del yacimiento, para tratar de minimizar las pérdidas de calor en el mismo, ya que se puede presentar canalización o desviación del calor en el trayecto entre pozos.

Para el diseño de una operación de inyección continua de vapor es muy importante el tipo de patrón a utilizar, ya que esto puede afectar la eficiencia de barrido del proceso. Este proceso puede ser usado cuando la viscosidad del crudo es muy alta para un desplazamiento eficiente mediante agua. A continuación se presenta un esquema de un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento homogéneo.

Figura 1. Esquema general del proceso de inyección continua de vapor para un yacimiento homogéneo.

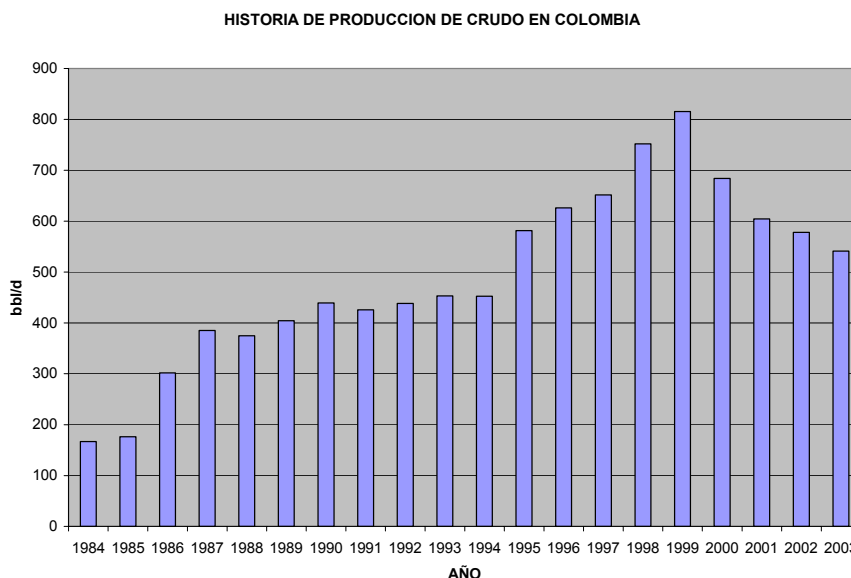


1.1 SITUACIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS A NIVEL NACIONAL.

Debido a los altos precios del petróleo presentados en el último año, es importante conocer la situación actual del petróleo a nivel nacional, ya que la venta del mismo es la principal fuente de ingresos para el país.

Es importante conocer la situación de los crudos pesados de nuestro país, ya que la tasa de producción de petróleo en los últimos años ha disminuido considerablemente, y en el sector de la exploración no se ha encontrado ningún yacimiento representativo (como Cusiana o Cupiagua), el cual pueda suplir la disminución de la producción nacional de petróleo. Es por eso que se deben encaminar todos los esfuerzos para producir la mayor cantidad de crudo pesado, utilizando las técnicas más adecuadas de recobro mejorado que existen actualmente.

Figura 2. Producción nacional de crudo.

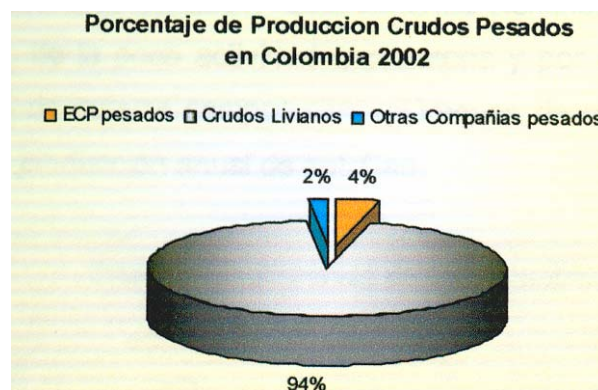


(ECOPETROL, boletín estadístico 2003).

En Colombia la producción de crudo en el año 2003 estuvo en promedio de 545000 BPD, de los cuales aproximadamente un 6% correspondieron al aporte

de los crudos pesados de todos los campos del país. El mayor porcentaje de los crudos pesados producidos en el país corresponde al extraído por ECOPETROL, el cual extrae cerca del 70% del total de los crudos pesados producidos diariamente, y que es cerca del 4% de la producción diaria del país, como se puede observar en la figura 3.

Figura 3. Porcentaje de producción de crudos pesados.



Fuente (boletín estadístico N°7 año 35, ACIPET 2002).

Las reservas probadas de crudo disminuyen de 3200 millones de barriles en 1994 a 1848 millones de barriles en el 2001, lo que se debe como se mencionó anteriormente a la poca actividad exploratoria.

El potencial de las reservas de crudos pesados "in situ" en Colombia, según el estudio de los crudos pesados (ECOPETROL 2001) puede estar entre 2600 y 5000 millones de barriles, ubicados en las diferentes cuencas sedimentológicas del país (figura 4), destacándose los campos de Castilla, Cocorná, Palagua y Rubiales. Algunos de estos campos, a pesar de haber sido estudiados y explotados intensamente, presentan un bajo factor de recobro (3.5% en promedio).

Las experiencias de Venezuela y Canadá⁶ países que poseen más del 95% de las reservas de crudos pesados y extra pesados del mundo, muestran que el desarrollo tecnológico y la adaptación de tecnologías para el recobro mejorado;

la producción mediante pozos horizontales y verticales; el transporte multifásico; los sistemas de separación; así como el mejoramiento de la calidad de los crudos pesados, favorecen el transporte y valoración de los mismos para las refinerías nacionales o para los mercados internacionales.

Figura 4. Reservas y ubicación geográfica de crudos pesados y extra-pesados.



| CUENCA | PETROLEO ORIGINAL MBLs | ACUM. DIC./2000 (%) | RECOBRO DIC./2000 (%) | RESERVAS PROBADAS MBLs. | RESERVAS PROBABLES MBLs. |
|----------------|------------------------|---------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|
| Valle superior | 313 | 56 | 17.9 | 31 | 15 |
| Valle medio | 1909 | 198 | 10.4 | 99 | 71 |
| Llanos | 4141 | 105 | 2.5 | 225 | 36 |
| Putumayo | 23 | 0 | 0.0 | 0 | 3 |
| TOTAL | 6387 | 359 | 5.6 | 355 | 125 |

Fuente, (boletín estadístico N°7 año 35, ACIPET 2002).

1.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.

Los mecanismos de desplazamiento tienen diferentes características y varían de un yacimiento a otro, en general se pueden considerar dos casos:

- Yacimientos con presión suficiente para producir en frío, con tasas muy bajas debido a una alta viscosidad del petróleo. En este caso, la inyección de vapor origina una zona calentada de baja viscosidad del petróleo, lo cuál resulta en un aumento de la producción.
- Yacimientos con muy poca presión, en los cuales la producción se deberá principalmente a otros mecanismos de empuje, como drenaje por gravedad o compactación.

El trabajo experimental de Filman y Al¹⁵ muestra que la inyección continua de vapor, 1) mejora la movilidad del petróleo por reducción de la viscosidad y 2) reduce el petróleo residual a temperaturas elevadas.

1.2.1 Principales mecanismos de desplazamiento en la inyección continua de vapor.

1.2.1.1 Destilación. Por el vapor de las fracciones relativamente livianas en el crudo, La destilación conduce a que la fase de vapor este compuesta no solamente por vapor de agua, sino también por vapores de hidrocarburos condensables. Algunos de estos vapores se condensaran junto con el vapor de agua, para mezclarse con el crudo original y aumentar la calidad de fracciones y livianas en el petróleo residual atrapado por el agua condensada que avanza delante del frente.

La dilución por las fracciones livianas hace que parte del petróleo atrapado sea desplazado por el agua condensada. Al resto del crudo el vapor lo despoja de todas las fracciones livianas remanentes, para dejar menos petróleo residual, pero más pesado. Los componentes más livianos, desprendidos del petróleo rebasado, ayudan a regenerar y mantener un banco de “solvente”, justo corriente abajo del frente de condensación.

La destilación del crudo dejado atrás por el frente de condensación durante su avance, puede inducir a muy bajas saturaciones finales de petróleo residual en la zona barrida por el vapor.

1.2.1.2 Segregación gravitacional. En un yacimiento de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del yacimiento mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento. Aunque algunos de estos yacimientos no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe.

1.2.1.3 Reducción de la viscosidad. La disminución de la viscosidad del aceite combinado con el aumento de temperatura, es el mecanismo más importante para el recobro de crudos pesados. Debido a que el calor es transferido al yacimiento y a los fluidos que este contiene, se disminuye la viscosidad del agua pero en menor grado que la del crudo, lo cual hace que se mejore la relación de movilidad (M) la cual esta representada por la siguiente ecuación:

$$M = \left(\frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o} \right) \quad (1)$$

en la cual k_w y k_o son las permeabilidades efectivas del agua y del crudo respectivamente.

De esta ecuación se puede concluir que entre más baja sea la viscosidad del crudo se mejorará la eficiencia de barrido y la eficiencia areal. Este proceso es reversible, cuando la temperatura disminuye, aumenta la viscosidad del crudo a un valor aproximado de su valor original.

Cuando se inyecta vapor en forma continúa, dentro del yacimiento se forma un frente de vapor, el cual se desplaza a lo largo del mismo, aumentando la temperatura delante del frente, disminuyendo así la viscosidad del crudo, haciendo que este se desplace hasta una zona del yacimiento que se encuentra a una temperatura menor, lo que causa que la viscosidad del crudo aumente formando un banco de crudo pesado el cual es responsable de las altas ratas de producción de crudo y de la baja relación agua / crudo.

1.2.2 Otros tipos de desplazamiento. Existen otros mecanismos de desplazamiento los cuales no son tan importantes en un proceso de inyección continúa de vapor:

1.2.2.1 Empuje por compactación. La producción de fluidos de un yacimiento, incrementará la diferencia entre la presión de sobrecarga (*Overburden*) y la presión del poro, lo que originará una reducción del volumen poroso del yacimiento y posiblemente cause subsidencia de la superficie.

La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significativa solo si la compresibilidad de la formación es alta. Muchos yacimientos que tienen un significativo empuje por compactación son someros y pobremente consolidados. Aunque el empuje por compactación incrementará la recuperación de petróleo, la compactación de la formación puede causar

problemas tales como colapso del *casing* y además reducir la productividad de los pozos debido a la reducción de la permeabilidad.

1.2.2.2 Empuje por Expansión de Fluidos. Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente liberación del gas libre en el yacimiento. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el yacimiento y permitirá que se incremente el GOR⁵ observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible.

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente esta en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en-sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.

1.2.2.3 Empuje por gas en solución. El empuje por gas en solución es a veces llamado empuje volumétrico o empuje por expansión de fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo. En un yacimiento de empuje por gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua. La saturación de agua promedia dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible.

La presión inicial del yacimiento está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Cuando la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este período, todo el gas en el reservorio permanece en solución.

⁵ Hace referencia a la relación gas – aceite, por sus siglas en ingles (GOR).

1.3 ESTABILIDAD DE LOS FRENTE DE VAPOR.

Según Harnsen¹⁶ el frente de desplazamiento de vapor dentro de la formación productora debe ser un proceso estable, que no conduzca al crecimiento de “dedos” viscosos (digitación). Las pequeñas digitaciones de vapor, si llegan a formarse, tienden a perder calor a tasas relativamente elevadas, para finalmente resultar con la condensación y la desaparición del vapor, y por ende de la digitación, manteniéndose una buena eficiencia de barrido.

Miller¹⁷ fue el primer investigador que propuso un fundamento matemático, para la estabilidad de los frentes de desplazamiento, aunque lo realizó con agua y no con vapor, las diferencias no son muy radicales. Un parámetro usado con frecuencia en ingeniería de yacimientos como una medida de estabilidad del frente de desplazamiento, en ausencia de las fuerzas capilares y de gravedad, es la relación del gradiente de presión $\left(\frac{\partial p}{\partial n}\right)$ normal corriente abajo del frente de desplazamiento, con respecto al gradiente corriente arriba. De la ley de Darcy, esta relación se puede expresar así:

$$\frac{\left(\frac{\partial p}{\partial n}\right)_n}{\left(\frac{\partial p}{\partial n}\right)_u} = \frac{\left(\frac{\mu}{\lambda}\right)_d}{\left(\frac{\mu}{\lambda}\right)_u} \quad (2)$$

En donde $\left(\frac{u}{\lambda}\right)_d$ es el flujo volumétrico o normal al frente dividido por la movilidad (λ) de cualquier fase fluyente presente en el lado corriente abajo del frente de desplazamiento, y similarmente, para el lado corriente arriba. Las cantidades corriente abajo y arriba se identifican por u (up) y d (down). Para determinar la distribución de presión en problemas que comprendan zonas barridas y no barridas separadas por un frente de desplazamiento, se debe especificar la relación de los gradientes de presión en dirección normal al frente. Si se supone que $u_d = u_u$, la anterior ecuación se reducirá a:

$$\frac{\left(\frac{\partial p}{\partial n}\right)_d}{\left(\frac{\partial p}{\partial n}\right)_u} = \left(\frac{\lambda_u}{\lambda_d}\right) \quad (3)$$

La relación de los gradientes de presión esta dada por un valor numérico de la relación de movilidad del fluido que fluye por la zona barrida (vapor), con respecto al fluido que fluye por la zona no barrida (crudo).

La relación de los gradientes de presión se transforma en una relación de movilidad M, en donde:

$$M = \left(\frac{\lambda_u}{\lambda_d}\right) = \frac{\left(\frac{K_r}{\mu}\right)_u}{\left(\frac{K_r}{\mu}\right)_d} \quad (4)$$

El uso de la relación de movilidades, es el número que determina la estabilidad del proceso de desplazamiento.

1.4 CALENTAMIENTO DE LA FORMACIÓN.¹

El propósito general de la inyección continua de vapor, o de cualquier método de extracción térmica, es aumentar la temperatura del crudo en el yacimiento de manera que pueda fluir más fácilmente.

Se debe tener en cuenta que no todo el calor inyectado al yacimiento permanece en él, ya que parte se pierde en los fluidos producidos y parte a las formaciones suprayacentes y subyacentes. Cuando el calor se disipa a las formaciones adyacentes mediante el mecanismo de transferencia de calor por conducción, el calor disipado se puede estimar fácilmente, lo que no ocurre con

el calor que se produce con los fluidos y que para calcularlo se debe hacer uso de simuladores numéricos o físicos. La fracción de calor que se inyecta al yacimiento y que permanece en él, se conoce como eficiencia térmica. En cualquier yacimiento la eficiencia térmica antes de la irrupción es muy sensible a la duración del proyecto y menos sensible a otras condiciones operacionales, lo que hace de la eficiencia térmica una excelente herramienta de comparación para discernir las condiciones bajo las cuales una porción significativa del calor inyectado permanece en el yacimiento.

1.4.1 Capacidad calorífica volumétrica efectiva de los yacimientos. Es la cantidad de calor (Q), requerida para aumentar la temperatura de un volumen total de la formación (V_R) en una cantidad ΔT , a presión constante, y se expresa con la siguiente ecuación:

$$Q = (43560) * V_R * M_R * \Delta T \quad (5)$$

En donde M_R es la capacidad calorífica volumétrica isobárica del volumen del yacimiento. Este concepto es importante pues con el podemos estimar las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y conocer la distribución de temperatura dentro del mismo.

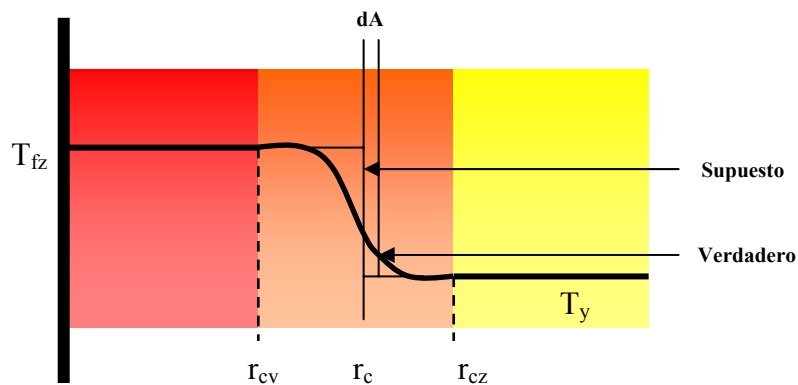
1.5 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR.

Debido a que las saturaciones de petróleo en las zonas barridas por vapor son bajas y las relaciones efectivas de movilidad son favorables, se desarrollaron algunos métodos para predecir la extracción de petróleo por inyección continua de vapor tales como el de Marx y Langenheim¹⁸.

En estos métodos, las variaciones en las saturaciones de petróleo residual en la zona de vapor, que resultarían de la destilación, generalmente no se toman en cuenta. Es decir, los valores de las saturaciones de petróleo residual utilizados en los cálculos, son los determinados por experimentos de inyección de vapor.

1.5.1 Modelo de Marx y Langenheim.¹⁸ Este modelo fue desarrollado especialmente para el proceso de inyección de vapor, y permite calcular el área calentada, la distribución de temperatura y las pérdidas de calor en el yacimiento.

Figura 5. Distribución de temperaturas según el modelo de Marx y Langenheim.



Fuente Marx y Langenheim.¹⁸

En la figura se puede observar que el vapor es inyectado a una temperatura $T_f(z)$, y al disminuir la temperatura el vapor comenzará a condensarse, formando un frente de agua caliente, hasta que se alcanza la temperatura del yacimiento T_y , en donde se encontrará agua fría. r_{cv} es el radio en el cual comienza a disminuir la temperatura del vapor, r_{cz} es el radio en donde el frente de agua condensada alcanza la temperatura del yacimiento, y r_c es un radio que sirve para simplificar las consideraciones realizadas por los autores y que

divide el perfil de temperatura en dos zonas, la primera a la temperatura del vapor inyectado y la segunda a la temperatura del yacimiento.

1.5.1.1 Crecimiento del volumen equivalente calentado bajo una tasa constante de suministro de calor. Varios investigadores entre ellos, Marx y Langenheim¹⁸ se han preocupado por el efecto que tienen las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes sobre el tamaño de la zona calentada, los cuales consideraron la inyección de un fluido caliente en un pozo a tasa y a temperatura constante y supusieron que la temperatura de la zona calentada estaba en todas partes a la temperatura del fluido inyectado en el fondo del pozo, y que la temperatura del yacimiento fuera de la zona calentada era la temperatura inicial y de referencia, y encontraron una ecuación para calcular la cantidad de calor requerida para que el volumen de un yacimiento de área A, de un espesor total h_i , y de capacidad calorífica volumétrica M_R , sea elevado a una temperatura ΔT_i , por encima de la temperatura inicial (referencia) T_i .

Además Q_i es la tasa constante de inyección de calor, Q'_i es la tasa total de pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, y dA/dt es la tasa de crecimiento del área de la zona calentada, la cual es:

$$Q_i = \langle 43560 \rangle M_R h_i \Delta T_i \frac{dA}{dt} + \dot{Q}_i \left[\frac{pie^2}{acre} \right] \quad (6)$$

Además, estos investigadores supusieron que las pérdidas de calor del yacimiento se efectúan por conducción vertical hacia las formaciones adyacentes, y que la pérdida total de calor aumenta con el tiempo a medida que crece la zona calentada y que es expresada por la siguiente ecuación.

$$\ddot{Q}_i = \dot{Q}_i \left(1 - e^{-td} \operatorname{erfc} \sqrt{td} \right) \quad (7)$$

Donde td es un tiempo adimensional dado por:

$$td = 4 \left(\frac{Ms}{MR} \right)^2 \frac{\alpha s}{h^2 t} \quad (8)$$

Y Erfc(x) es la función error complementaria:

$$\text{erfc}(x) = \frac{2}{\pi} \int_x^\infty e^{-s^2} ds = 1 - \frac{2}{\pi} \int_0^x e^{-s^2} ds = 1 - \text{erf}(x) \quad (9)$$

En la cual α es la difusividad térmica y S se refiere a las capas adyacentes, las cuales se supone que tienen las mismas propiedades térmicas.

Faruoq Ali¹⁹ demostró que cuando las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes difieren, deben utilizarse valores promedio para Ms α s.

A continuación se dan otros resultados obtenidos de la investigación de Marx y Langenheim¹⁸

1. La extensión áreal de la zona equivalente calentada es:

$$A = \left\langle \frac{1}{43560} \right\rangle \frac{\dot{Q}_i M_R h_t}{4 \Delta T_i \alpha s M_s^2} G [\text{acre} / \text{pie}^2] \quad (10)$$

2. La tasa de crecimiento de la zona calentada equivalente es:

$$\frac{dA}{dt} = \left\langle \frac{\text{acre} / \text{pie}^2}{43560} \right\rangle \frac{\dot{Q}_i}{\Delta T_i M_R h_T} e^{t_D \text{erfc} \sqrt{t_D}} \quad (11)$$

3. El calor remanente en el yacimiento es.

$$Q = \frac{\dot{Q}_i M^2_R h^2_t}{4 \alpha s M_s^2} G \quad (12)$$

4. El calor acumulado perdido a las formaciones adyacentes es:

$$Q_t = Q_i t - Q \quad (13)$$

Tabla 1. Funciones auxiliares (Error) para el método de Marx and Langenheim¹⁸.

| t_D | E_h | G | $e^t \text{erfc} \sqrt{t_D}$ | $\text{erfc } t_D$ |
|--------|--------|---------|------------------------------|--------------------|
| 0.0 | 1.000 | 0 | 1.0000 | 1.0000 |
| 0.01 | 0.9290 | 0.0090 | 0.8965 | 0.9887 |
| 0.0144 | 0.9167 | 0.0132 | 0.8778 | 0.9837 |
| 0.0225 | 0.8959 | 0.0202 | 0.8509 | 0.9746 |
| 0.04 | 0.8765 | 0.0347 | 0.8090 | 0.9549 |
| 0.0625 | 0.8399 | 0.0524 | 0.7704 | 0.9295 |
| 0.09 | 0.8123 | 0.0731 | 0.7346 | 0.8987 |
| 0.16 | 0.7634 | 0.1221 | 0.6708 | 0.8210 |
| 0.25 | 0.7195 | 0.1799 | 0.6157 | 0.7237 |
| 0.36 | 0.6801 | 0.2448 | 0.5678 | 0.6107 |
| 0.49 | 0.6445 | 0.3158 | 0.5259 | 0.4883 |
| 0.64 | 0.6122 | 0.3918 | 0.4891 | 0.3654 |
| 0.81 | 0.5828 | 0.4721 | 0.4565 | 0.2520 |
| 1.00 | 0.5560 | 0.5560 | 0.4275 | 0.1573 |
| 1.44 | 0.5087 | 0.7326 | 0.3785 | 0.0417 |
| 2.25 | 0.4507 | 1.0143 | 0.3216 | 0.0015 |
| 4 | 0.3780 | 1.5122 | 0.2554 | 0.0000 |
| 6.25 | 0.3251 | 2.0318 | 0.2108 | |
| 9 | 0.2849 | 2.5641 | 0.1790 | |
| 16 | 0.2282 | 3.6505 | 0.1370 | |
| 25 | 0.1901 | 4.7526 | 0.1107 | |
| 36 | 0.1629 | 5.8630 | 0.0928 | |
| 49 | 0.1424 | 6.9784 | 0.0798 | |
| 64 | 0.1265 | 8.0907 | 0.0700 | |
| 81 | 0.1138 | 9.2177 | 0.0623 | |
| 100 | 0.1034 | 10.3399 | 0.0561 | |

Fuente Marx and Langenheim¹⁸

5. la fracción de calor inyectado que permanece en el yacimiento, cantidad que ha sido llamada eficiencia térmica del yacimiento, es:

$$E_h = \left(\frac{Q}{Q_i} \right) = \left(\frac{G}{t_D} \right) \quad (14)$$

En donde G es una función que se expresa de la siguiente manera:

$$G = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 + e^{t_D \operatorname{erfc} \sqrt{t_D}} \quad (15)$$

El hecho de que: 1) la temperatura es uniforme en toda la zona calentada e igual a la temperatura del fluido de inyección y 2) todo el calor en el yacimiento esta en la zona calentada, indica que los resultados de las ecuaciones anteriores son más aplicables a la inyección continua de vapor, que a cualquier otro proceso térmico.

1.6 PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA.⁴

Debido a que la principal fuente para la generación de vapor es el agua, tanto por su abundancia en la naturaleza como por su gran capacidad de transportar calor, es importante conocer cuales son las propiedades térmicas de dicho fluido para poder interpretar cualquier fenómeno que se presente y evitar así problemas operativos durante el proceso de inyección continua de vapor. Ver figura 6.

1.6.1 Capacidad calorífica. Se define como la capacidad de retención de calor de una sustancia especifica, en este caso el vapor, en donde el calor es transferido a la formación como calor de vaporización y como calor de condensación. En otras palabras es el grado de almacenamiento de energía (BTU), en un pie cúbico de roca y de los fluidos que la saturan por cada °F que aumenta la temperatura.

1.6.2 Vapor húmedo. Es cuando el agua al ser calentada, alcanza su punto de saturación y comienza a evaporarse. Si se continúa suministrando calor cuando el agua ha alcanzado su punto de saturación, se obtendrá el vapor seco que es hasta cuando no queda ni una sola gota de agua en el vapor, si se sigue aumentando la temperatura se obtendrá vapor sobrecalentado. Esto se puede apreciar en la figura 6.

1.6.3 Calor sensible. Es la cantidad de calor suministrado a un fluido a presión constante para aumentar su temperatura hasta la temperatura de saturación a la presión establecida. Este calor aumenta con la presión.

1.6.4 Calor latente de vaporización (L). Es la cantidad de vapor suministrado al agua desde cuando alcanza su punto de saturación a una temperatura constante, hasta que alcanza el punto en que todo el vapor es seco, es decir, evaporar el agua completamente. Es inversamente proporcional a la presión, luego a la presión crítica el calor latente será cero.

1.6.5 Calor específico. Es la capacidad de una sustancia de absorber o de ceder calor, y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar o disminuir la temperatura de 1 libra de una sustancia en 1 °F.

1.6.6 Calidad del vapor. Es uno de los parámetros más importantes en el diseño de un proyecto de inyección continua de vapor, ya que esta muestra la cantidad de calor contenido en el vapor húmedo inyectado, luego entre mas alto sea el valor de la calidad, se obtendrá un mayor y mas eficiente recobro de crudo. En otras palabras es la fracción en peso del vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo. Es importante para poder calcular la entalpía en una libra de vapor húmedo. Hay varios métodos para calcular la calidad del vapor y algunos de ellos son:

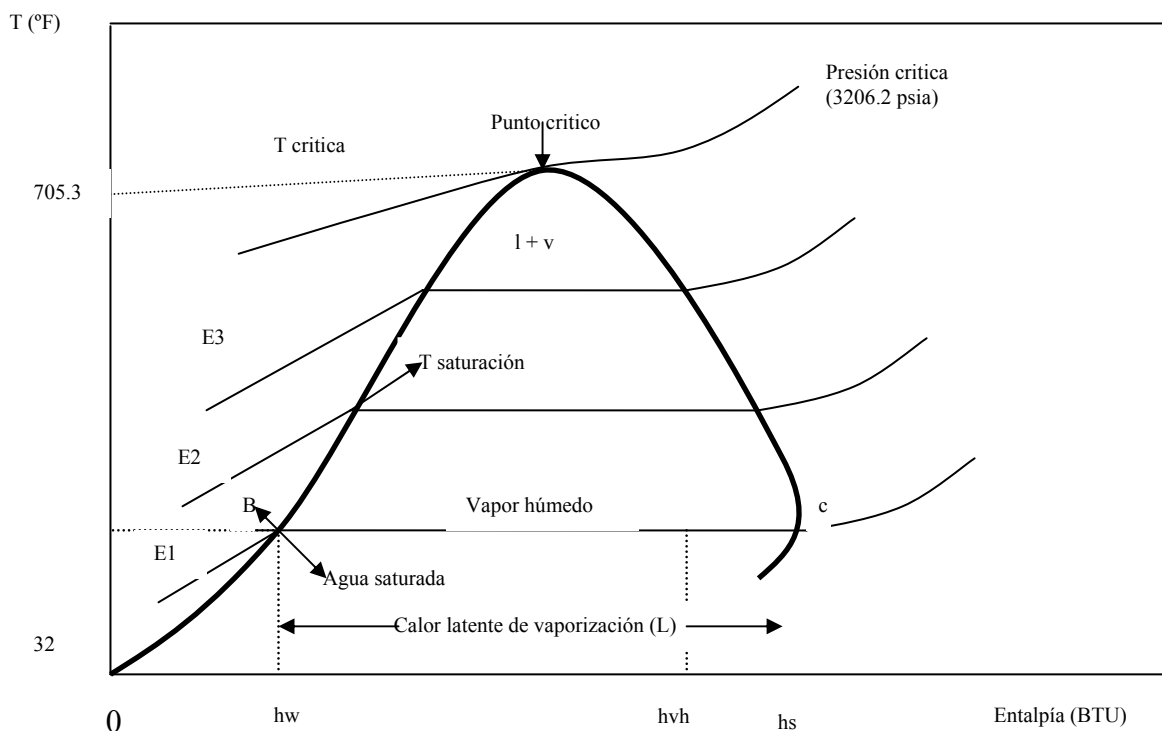
Método del separador, método de los cloruros, y el método de la conductividad.

1.7 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA.

1.7.1 Conductividad térmica. Se refiere a la facilidad con la cual una sustancia permite el flujo de calor a través de ella (BTU/hr-ft-°F). Es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido por unidad de tiempo a través del material por unidad de área y varía con la presión y la temperatura. Los materiales que presentan altas conductividades se llaman conductores y los de baja conductividad se llaman aislantes.

1.7.2 Difusividad térmica. Se refiere a que tan rápido se propaga o se difunde el calor a través de un material, que para nuestro caso sería la roca, y los fluidos que se encuentren en el yacimiento en el momento de realizar el proceso de la inyección continua de vapor.

Figura 6. Diagrama T Vs h.



Fuente: Mannucci, Jesús E.

1.8 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.

1.8.1 Conducción. Se presenta cuando existen diferencias de temperatura entre dos cuerpos sólidos, o entre dos partes de un mismo cuerpo, entre los cuales existe contacto físico de sus superficies. La conducción térmica en el yacimiento ocurre cuando la roca se calienta debido a la inyección de fluidos calientes en el medio poroso del yacimiento. Según la ecuación de Fourier, la transferencia de calor por conducción se puede calcular mediante la siguiente ecuación.

$$q_x = -k \left(\frac{dT}{dX} \right) \quad (16)$$

En donde:

q_x es el calor transferido en la dirección x en (BTU/hr-ft²)

$\left(\frac{dT}{dX} \right)$ es el gradiente de temperatura en (-x) ya que este valor disminuye cuando el valor de x aumenta.

1.8.2 Convección. Se presenta cuando una superficie de un cuerpo sólido se encuentra en contacto con un fluido que se encuentra a una temperatura diferente. En el yacimiento este fenómeno se produce cuando el calor es transportado dentro de la formación por convección forzada, provocando mediante la inyección de fluidos calientes el calentamiento de los fluidos contenidos en el yacimiento. Existen dos tipos de transferencia de calor por convección:

- **Convección Forzada:** Se presenta cuando el fluido fluye debido a algún tipo de fuerza externa como por ejemplo un fluido impulsado mecánicamente.

- **Convección natural o libre:** Es lo contrario de la convección forzada, pues se presenta cuando el fluido fluye o viaja debido a algún tipo de fuerza natural.

1.8.3 Radiación. Este es un fenómeno de transferencia de calor de superficie, y a diferencia de la convección y de la conducción no necesita de materia presente para actuar como un vehículo de transporte del calor. Este fenómeno no se presenta en la transferencia de calor en medios porosos.

1.9 PERDIDAS DE CALOR PRESENTES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.

Debido a que en el proceso de inyección continua de vapor, se presentan varios tipos de pérdidas de calor, se hace necesario conocer los conceptos básicos de las formas de transmisión de calor, y los lugares en los cuales se presentan estas pérdidas. Principalmente estas pérdidas de calor se presentan en superficie, en el pozo y en el yacimiento y en los estratos adyacentes a la formación productora; las cuales se pueden disminuir teniendo en cuenta el caudal de inyección de vapor, el espesor de la formación y el espaciamiento entre los pozos del patrón utilizado.

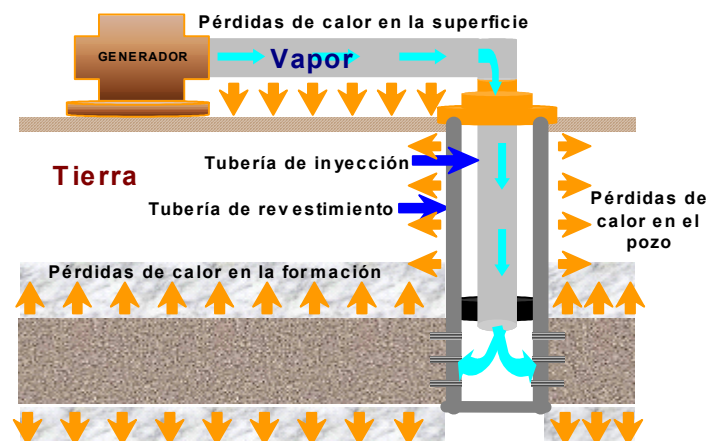
1.9.1 Pérdidas de calor en superficie. Estas pérdidas de calor ocurren a medida que el vapor se mueve desde el generador, a través de la tubería, hasta la cabeza de pozo, y para poder saber cuales serán las pérdidas de calor en la superficie, se deben tener en cuenta las tres formas de transferencia de calor que se mencionaron anteriormente, además se debe tener en cuenta si la tubería presenta revestimiento para disminuir las pérdidas de calor o no la presenta, y las condiciones ambientales de la zona en la que se encuentra la tubería que transporta el vapor.

Este tipo de pérdidas de calor en superficie, no solo ocurren en las tuberías que transportan el vapor, sino que también ocurren en el generador de vapor y en la cabeza de pozo.

Para calcular las pérdidas de calor en el generador, lo cual se hace por medio de un balance de masa, se debe tener en cuenta la cantidad de agua que entra al generador, su temperatura, la calidad y la presión del vapor.

En las tuberías de transporte de vapor, estas pérdidas dependen de la diferencia de temperatura entre el medio ambiente en el que se encuentra la tubería y la temperatura del fluido transportado a través de ella, además del espesor del aislante (si es que lo hay), el diámetro y la longitud de las líneas de superficie. Cabe anotar que entre mayor sea el caudal de vapor que fluye a través de la tubería, menos serán las pérdidas de calor presentes durante el proceso.

Figura 7. Pérdidas de calor durante un proceso de inyección continua de vapor.



Fuente: Diana Mercado Estudiante UIS 2005.

El calor perdido por el fluido caliente por unidad de tiempo y de longitud.

$$q = UA(T_s - T_{amb.}) \quad (17)$$

En donde:

q = Tasa de perdida de calor (BTU / hr-ft).

T_s =Temperatura del fluido caliente (°F).

$T_{amb.}$ =Temperatura ambiente (°F).

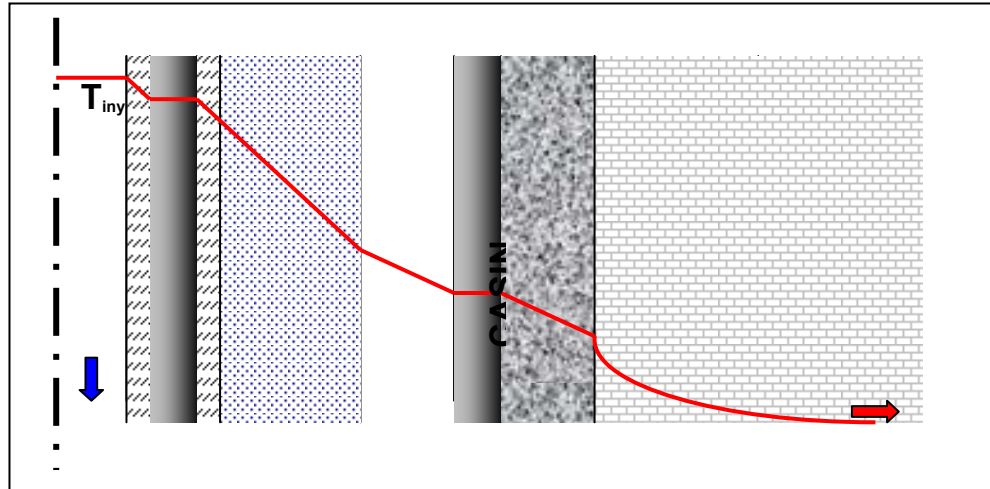
A = Area de referencia interna de la tubería, o externa del Aislante (ft²).

U = Coeficiente de transferencia de calor total para el sistema (BTU / hr-ft²- °F).

1.9.2 Pérdidas de calor en el pozo. Dentro de la transferencia de calor desde la cabeza de pozo hasta el fondo del mismo, se deben tener también en cuenta varios factores que pueden aumentar o disminuir las pérdidas de calor, tales como la cantidad de vapor que se esta inyectando, el espesor del aislante si esta presente, si el completamiento esta hecho con cemento especial resistente a la temperatura, así como el tipo de roca que esta alrededor del pozo. Al igual que en las pérdidas de calor en superficie, las pérdidas de calor en el pozo se deben a los mecanismos de transferencia de calor mencionados anteriormente, y ocurren hacia los alrededores del pozo. Para llevar estas pérdidas a un valor mínimo se debe hacer un buen diseño de el equipo de pozo, para que se produzcan lo menos posible esfuerzos en el casing, lo que originará problemas en el pozo (como pandeamiento y/o rompimiento del casing) y sobrecostos.

1.9.3 Pérdidas de calor en la formación. Estas ocurren cuando el calor suministrado a la formación productora de crudo, comienza a transferirse a las formaciones suprayacente y subyacente, debido a la diferencia de temperatura entre el fluido inyectado y la formación. Se debe tener en cuenta si hay presencia de fallas pues ellas son un gran canal por el cual se ira la mayoría del vapor inyectado, disminuyendo así la eficiencia de barrido.

Figura 8. Perfiles de temperatura desde el pozo hacia la formación.



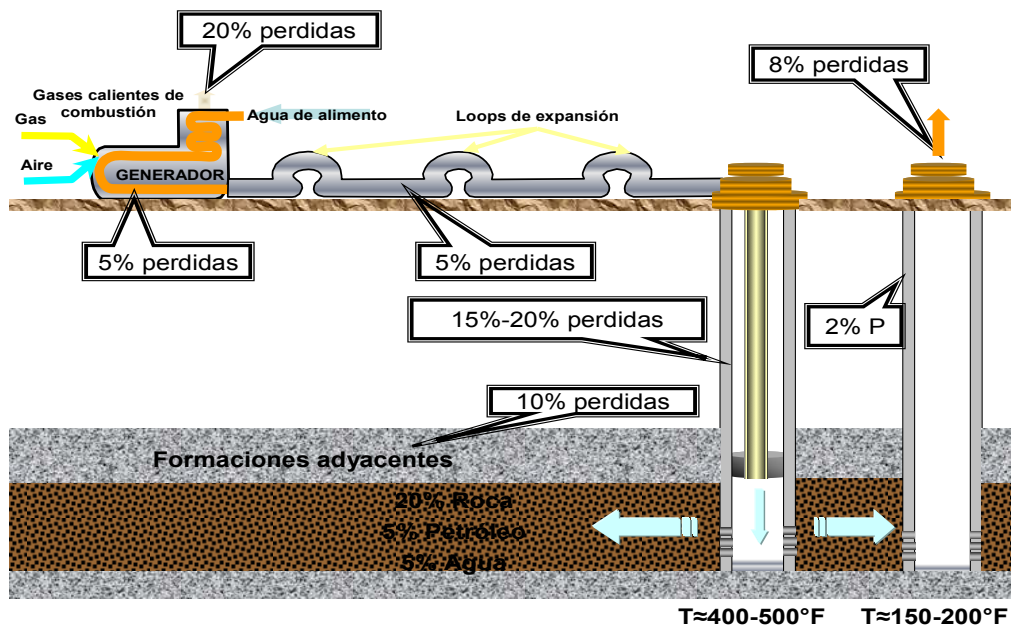
Fuente: Tesis de grado Sandoval, Roy; Lacayo Juan Manuel.⁷

También se debe tener en cuenta si hay acuíferos presentes, pues a ellos se ira la mayoría del calor suministrado desde la superficie, claro que esto no siempre es malo, ya que si la formación productora es delgada, el agua que se calienta en el acuífero, calentará el crudo de la zona productora, mediante los fenómenos de transferencia explicados anteriormente. Los porcentajes de las perdidas de calor en cada parte del proceso se pueden observar en la figura 9.

1.10 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR.

Esta técnica se considera junto con la inyección cíclica de vapor como uno de los procesos más efectivos para aumentar la producción de un campo de crudo pesado (altamente viscoso), ya que debido al aumento de temperatura se reduce su viscosidad, mejorando así su movilidad y por ende la eficiencia de barrido en el yacimiento. Aunque los costos son más elevados que los de la inyección cíclica de vapor, la recuperación a largo plazo será mucho mayor.

Figura 9. Porcentaje de las pérdidas de calor durante un proceso de inyección continua de vapor.

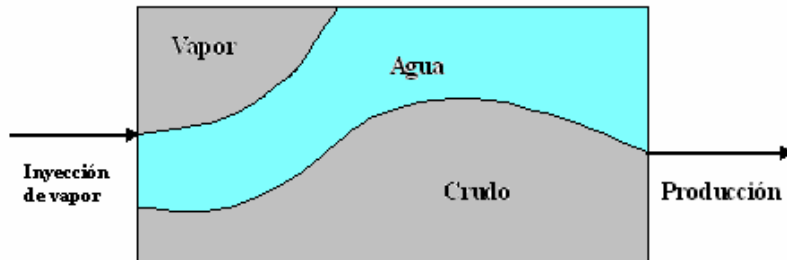


Fuente: Diana Mercado Estudiante UIS 2005.

1.10.1 Eficiencia de barrido. La eficiencia de barrido depende principalmente de las diferencias de viscosidades y de densidades entre el vapor inyectado y el crudo que está en el yacimiento. Si el yacimiento es altamente heterogéneo, el vapor inyectado tenderá a pasar por la parte superior de la formación, así como también aparecerá el efecto de digitación. Lo que se debe hacer es tratar de estabilizar el frente de la inyección de vapor teniendo en cuenta las fuerzas gravitacionales y los efectos mecánicos del fluido. El frente de la inyección de vapor será más estable cuando los valores para el producto de la relación de movilidades y la relación de las velocidades líquido vapor sean menores que 1.

1.10.2 Eficiencia de desplazamiento. Esta eficiencia se puede lograr mediante un gran número de mecanismos, y se debe tener en cuenta la distancia entre pozos para poder conocer cual será la variación de la temperatura, y cual será la concentración de vapor y de crudo en el yacimiento.

Figura 10. Distribución de saturaciones durante el proceso de barrido en una inyección continua de vapor.



Fuente Boberg Thomas⁶

Esta eficiencia se alcanza por la combinación del mejoramiento de la relación de movilidad a temperaturas elevadas del vapor y al empuje por condensación de gas del mismo vapor, en otras palabras es la fracción de petróleo, que a nivel poroso es efectivamente desplazado por el fluido desplazante.

$$E_d = \left(\frac{[S_{oi} - S_o]}{S_o} \right) \quad (18)$$

1.10.3 Tiempo de ruptura. Es el tiempo que se demora en llegar el vapor inyectado por el pozo inyector a los pozos productores, es importante para saber cuando disminuir la tasa de inyección y disminuir así la producción de agua.

1.10.4 Factor de recobro. Es la cantidad de crudo recuperado, en un proceso de producción secundaria o mejorada y se debe a el desplazamiento de un fluido por otro inmiscible con el. Aunque el barrido sea muy bueno, siempre queda crudo en el yacimiento, que es a lo que se le llama saturación residual. Este factor de recobro es expresado por la siguiente ecuación.

$$FR = [E_d * E_a * E_i] \quad (19)$$

En donde:

E_d es la eficiencia de desplazamiento.

E_a es la eficiencia areal.

E_i es la eficiencia vertical.

1.10.5 Eficiencia térmica. Este concepto es muy importante debido a que las pérdidas de calor en los sistemas de superficie, en el pozo y en la formación ocurren cuando se inyecta el vapor en forma continua. Se debe tener en cuenta además las pérdidas de calor en las formaciones adyacentes a la arena productora, y para minimizar estos efectos se deben tener en cuenta los parámetros de pérdidas de calor, que fueron tratados anteriormente.

1.11 CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DE UN YACIMIENTO CANDIDATO A SER SOMETIDO A UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR.

Debido a la gran cantidad de trabajos de campo y de laboratorio de la inyección continua de vapor que se han llevado a cabo a nivel mundial, se puede hacer una recopilación de algunas variables claves que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar un yacimiento para este tipo de trabajo de recobro mejorado. A continuación se presentan algunos de ellos.

Tabla 2. Criterios de selección de un yacimiento candidato a ser sometido a inyección continua de vapor.

| | |
|--------------------------------------|-----------------|
| Gravedad API | 10 - 35 |
| Viscosidad del crudo (cp) | <1500 |
| Profundidad (Ft) | <3000 |
| Espesor de la formación (FT) | >20 |
| Porosidad (Fracción) | >0.2 |
| Transmisibilidad (md-ft/cp) | >5 |
| Permeabilidad (md) | >250 |
| Presión del yacimiento (psia) | <1500 |

Fuente: Boberg Thomas⁶.

1.12 DISEÑO DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.¹

Para realizar un diseño de un proyecto de inyección continua de vapor se deben tener en cuenta ciertos factores que afectan directamente el contenido de crudo en el yacimiento tales como la porosidad, la saturación de crudo y el espesor de la formación.

Al igual las características que deben estar presentes en el yacimiento, para que el proyecto sea exitoso y los resultados de las pruebas piloto realizadas. Se debe además tener en cuenta si hay fuentes de agua cercanas para la generación del vapor, los parámetros de diseño del generador de vapor, de la bomba de inyección, la longitud de las tuberías y las pérdidas de calor que puedan presentarse.

1.12.1 Efectos de los parámetros de yacimiento. En la descripción de estos parámetros se podrá observar como afecta cada uno de ellos a la inyección continua de vapor.

1.12.1.1 Espesor de la formación. Es importante conocer bien los espesores de la formación, tanto el espesor bruto como el espesor neto petrolero, ya que si el espesor de la arena es muy delgado (<20 ft) se generaran pérdidas de calor hacia las arenas que se encuentran tanto arriba como debajo de nuestra arena, y si el espesor de la arena es muy ancho, se generará una mala eficiencia de barrido ya que el vapor tiende a abrirse paso a través de la parte superior de la arena debido a la segregación gravitacional.

Se habla de zonas con un espesor máximo de entre 40 – 60 pies, en arenas no consolidadas que son las que presentan una buena permeabilidad vertical. En las formaciones gruesas se encuentra una buena saturación de aceite residual para iniciar el proceso de inyección, debido a que en el recobro primario la eficiencia de barrido no es muy buena por la alta viscosidad presentada por el crudo de la formación.

1.12.1.2 Profundidad de la formación. Es importante calcular este parámetro, debido a que los costos se incrementan con la profundidad. Se debe tener en cuenta que la formación no puede estar a una profundidad en la cual la presión 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 de afectar algunos factores de operación como la presión, ya que en yacimientos profundos se generará una mayor presión de operación y por lo tanto un mayor diferencial de presión lo que ayudara a que el recobro sea mas elevado. Entre más profundo sea el pozo, mayores serán las pérdidas de calor en el mismo.

1.12.1.3 Saturación de aceite. Debe ser alta cuando termina el proceso de recobro primario, para que sea factible el proceso de inyección de vapor y aumentar así la productividad del campo, la saturación de aceite residual depende de la porosidad, pues entre mayor porosidad posea el yacimiento, mayor será el porcentaje de aceite residual.

1.12.1.4 Viscosidad. Este factor es tal vez el más importante para que un proceso de inyección de vapor, ya sea cíclica o continua sea exitoso. La viscosidad es función de la temperatura y disminuye a medida que esta aumenta y sirve para determinar la movilidad del crudo a las diferentes temperaturas que se puedan encontrar en el yacimiento.

1.12.2 Efectos de los parámetros de operación.

1.12.2.1 Caudal de inyección de vapor. Este parámetro es importante y se debe tener en cuenta a la hora del diseño de un proyecto de inyección continua de vapor, pues a altos caudales las pérdidas de calor serán menores, pero comenzará a presentarse el efecto de canalización y digitación en el yacimiento, disminuyendo la eficiencia de barrido, lo cual causará un menor factor de recobro.

1.12.2.2 Calidad del vapor. (Ver numeral 1.6.6).

1.12.2.3 Presión de producción. Esta debe ser menor que la presión de saturación del vapor, para tratar de que no ocurra el fenómeno de condensación del vapor, y mayor a la presión de superficie, para que el fluido pueda salir.

1.12.2.4 Presión de inyección de vapor. 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 crearan fracturas que afectarán la eficiencia de barrido del yacimiento.

- Yacimientos profundos con altas presiones, y yacimiento someros con insuficiente overburden para permitir la inyección de vapor sin fracturar el yacimiento.

1.12.3 Datos de yacimiento necesarios para la ejecución de un proyecto de inyección de vapor.

1.12.3.1 Información de campo.

Tabla 3. Datos necesarios de campo para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor.

| PARAMETROS. | |
|-----------------------------|------------------------------------|
| Area total | Formación productora |
| Volumen del yacimiento | Volumen del yacimiento |
| OOIP | Cantidad actual de aceite en sitio |
| Espaciamiento entre pozos | Tipo de patrón. |
| Tamaño del patrón | Número de patrones. |
| Número de pozos inyectoros. | Número de pozos productores. |
| Estado actual | Interés del trabajo. |

1.12.3.2 Información del yacimiento.

Tabla 4. Datos necesarios de yacimiento para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor.

| PARAMETROS. | |
|-------------------------------|---|
| Espesor bruto | Temperatura actual del yacimiento |
| Espesor neto | Saturación de aceite actual. |
| Angulo de buzamiento | Saturación de agua actual. |
| Profundidad | Saturación de gas actual. |
| Presión actual del yacimiento | Factor del volumen de formación actual. |

1.12.3.3 información de operación.

Tabla 5. Datos necesarios de operación para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor.

| PARAMETROS. | | |
|-------------------------|--|----|
| Tamaño del casing. | Intervalo de perforación de los pozos inyectoros. | |
| Tamaño del tubing. | Intervalo de perforación de los pozos productores. | |
| Aislamiento del Tubing. | SI | NO |

Si hay aislamiento, el espesor es (in)._____

| |
|--|
| Presión de vapor. |
| Calidad del vapor. |
| Rata de inyección de vapor por pozo. |
| Presión de bombeo en los pozos productores. |
| Capacidad de levantamiento de los pozos productores. |

1.12.4 datos de laboratorio necesarios para la ejecución de un proyecto de inyección de vapor.

1.12.4.1 Características de la roca.

Tabla 6. Datos necesarios de laboratorio (características de la roca) para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor.

| PARAMETROS. | | |
|---|--|----|
| Porosidad. | Conductividad térmica formación subyacente. | |
| Permeabilidad horizontal. | Capacidad calorífica zona productora. | |
| Permeabilidad vertical. | Capacidad calorífica formación suprayacente. | |
| Conductividad térmica zona productora. | Capacidad calorífica formación subyacente. | |
| Conductividad térmica formación suprayacente. | Compresibilidad de la roca. | |
| Análisis de corazones | SI | NO |
| Permeabilidad relativa Agua-aceite | SI | NO |
| Permeabilidad relativa Gas-aceite. | SI | NO |

1.12.4.2 propiedades del fluido.

Tabla 7. Datos necesarios de laboratorio (propiedades del fluido) para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor.

| PARAMETROS. | |
|---------------------------------|---|
| Gravedad del aceite (API) | Coeficiente de expansión térmica del crudo. |
| Densidad del aceite | Compresibilidad del crudo. |
| Peso molecular del crudo | Compresibilidad del agua. |
| Presión crítica del aceite. | Viscosidades del crudo a diferentes temperaturas. |
| Temperatura crítica del aceite. | |

Tabla 8. Datos necesarios de laboratorio (saturaciones) para la ejecución de un proyecto de inyección continua de vapor.

| PARAMETROS. | |
|--|--|
| | Saturación crítica de gas, S_{gc} . |
| Saturación de agua con nata S_{wc} . | Saturación residual de gas, S_{gr} . |
| Saturación de agua irreducible S_{wir} | Permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual K_{rwro} |
| Saturación residual de aceite al agua, S_{orw} | Permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua connata K_{rocw} |
| Saturación residual de aceite al gas en presencia de agua connata, S_{org} . | Permeabilidad relativa al gas a la saturación de aceite residual K_{rgro} |

1.13 PRUEBAS PILOTO.¹

Las pruebas piloto se utilizan principalmente para determinar la respuesta de un yacimiento a un proceso de recobro secundario, es una representación del proyecto de inyección continua de vapor en una escala pequeña, y se usan normalmente en los proyectos de recuperación térmica para observar su comportamiento y decidir si se continúa con el proyecto a gran escala y en que partes del yacimiento se implementará, este piloto debe realizarse en una parte del yacimiento que sea representativa de todo el yacimiento, debido a:

- Que el espesor neto, la porosidad y la saturación de petróleo determinan el petróleo en sitio, y que cantidad es recuperable.
- El espesor bruto de la arena productora da la medida de la cantidad de calor requerido para el calentamiento de la formación.
- Las permeabilidades afectan la tasa de flujo.
- La inyección de vapor se ve afectada si hay presencia de capa de gas o de agua.

Las pruebas piloto permiten obtener respuestas a problemas específicos que estén relacionados con la aplicación de un proceso en un yacimiento. Estas pruebas reducen los riesgos económicos y técnicos que se puedan presentar en el proyecto.

1.13.1 Objetivos de las pruebas piloto. El objetivo general de la realización de una prueba piloto es el de reducir los riesgos técnicos y económicos de una operación comercial propuesta.

Algunos de los objetivos específicos más comunes de los proyectos piloto térmicos son:

- ✚ determinar la cobertura vertical y el área perimétrica.
- ✚ determinar las pérdidas de calor.
- ✚ establecer la continuidad y la factibilidad de la inyección en un yacimiento.
- ✚ Evaluar los problemas y las tasas de producción, y la eficiencia de extracción.
- ✚ Precisar la tasa de avance del frente de vapor y los tiempos de respuesta de producción.
- ✚ Especificar la relación Petróleo – Vapor.
- ✚ Conocer la saturación remanente en las zonas barridas por el vapor.
- ✚ determinar los índices y los costos de la inyección de vapor.
- ✚ Determinar la distribución horizontal y vertical de la temperatura dentro del yacimiento.

El diseño de un proyecto piloto se puede utilizar ventajosamente para obtener las respuestas a los principales interrogantes, tales como el comportamiento propio del campo y los costos esperados. La desestimación de una prueba piloto, tratándose de operaciones a gran escala solo se justificaría bajo condiciones excepcionales , como si la prueba piloto no nos puede suministrar

la confirmación necesaria, en caso de una acción inmediata o si la relación costo / beneficio es alta.

1.13.2 Consideraciones para el diseño. No existe un procedimiento detallado de los pasos a seguir para el diseño de un proyecto piloto, con el fin de alcanzar los objetivos específicos, debido a que es muy complicado desarrollar una técnica que pueda ser aplicada a todas las situaciones que puedan presentarse en la práctica.

Para obtener información general sobre el diseño de las pruebas piloto, Smith^{11, 12} y Craig¹³ presentan los mejores resúmenes aun cuando se refieren a la inyección de agua. Faulkner²¹ expone los pasos para diseñar e implantar un proyecto piloto terciario de inyección de gas miscible, y varios de estos pasos tienen correspondencia con los proyectos térmicos.

1.13.2.1 Ubicación de la prueba piloto. Una prueba piloto debe ubicarse en una porción representativa del yacimiento por las siguientes razones:

1. El espesor neto, la porosidad y la saturación de petróleo determinan la cantidad de petróleo in situ y la cantidad de petróleo recuperable.
2. El espesor bruto es una medida de la cantidad de calor necesaria para calentar el yacimiento.
3. las permeabilidades afectan las tasas de flujo.
4. La capa de gas inicial, el agua de fondo y la estratificación, afectan los lugares por donde los fluidos inyectados se desplazan en el yacimiento.
5. la continuidad de las lutitas afectan la facilidad con que los fluidos se desplazan, con respecto a las superficies de deposición del yacimiento y el grado de reabastecimiento por la gravedad.
6. El grado de agotamiento afecta la facilidad de la inyección.
7. La presencia de gas libre puede facilitar la formación de un banco de petróleo.

Cuando la razón principal de un proyecto piloto es probar un nuevo proceso, podría ser más importante seleccionar una porción favorable del yacimiento para facilitar la evaluación del proceso.

1.13.2.2 Mecanismos en la prueba piloto vs escala comercial. Al diseñar una prueba piloto, es importante estar seguro de que los resultados, pueden ser llevados a escalas mayores, aun cuando el proyecto piloto tenga algunos mecanismos diferentes de aquellos que actuarán en la expansión del proyecto. Normalmente se puede estar seguro del comportamiento de la prueba comercial cuando:

- ✚ Se espera que en los dos casos (prueba piloto y expansión del proyecto) los mecanismos sean iguales.
- ✚ Las propiedades de los fluidos y del yacimiento son las mismas.
- ✚ Las variables operacionales son las mismas.
- ✚ El comportamiento real del proyecto piloto no difiere significativamente del predicho.

1.13.2.3 Tasas de los pozos inyectoros y productores. El comportamiento de los pozos puede ser un indicador crítico en la evaluación de una prueba piloto.

- ✚ En los pozos inyectoros, si este se encuentra en mal estado, y se tomo como representativo de otros pozos, sugeriría costos de compresión de aire o de generación de vapor que serán más altos que los necesarios, o puede indicar una tasa de inyección muy baja para que el proceso sea atractivo.
- ✚ En los pozos productores, si estos se encuentran dañados, puede tener consecuencias desastrosas sobre la tasa de extracción de petróleo, debido a que el fluido inyectado puede ser empujado más allá del pozo

productor, en yacimientos depletados y que contengan capa de gas. Esto puede ocurrir en pozos productores ubicados en el área del proyecto piloto, es por esto que los productores se deben rodear de pozos inyectores para que no ocurra este fenómeno, a lo cual se le llama patrones normales de inyección.

1.13.2.4 Recolección de datos. Estos datos dependen del propósito con que se haya enfocado la prueba piloto.

- ✚ Temperatura: estas mediciones se realizan en cabeza de pozo y se corrigen por profundidad.
- ✚ Presión: Se mide de la misma forma que la temperatura, pero también se puede medir en el fondo del pozo, mediante el uso de manómetros o de tubos de burbujeo.
- ✚ Tasa de inyección.
- ✚ Tasa de producción.

Otro tipo de datos que se pueden medir son:

- ✚ La concentración de oxígeno y de otros gases en los pozos de producción.
- ✚ Los cambios producidos en la composición del petróleo y del agua.
- ✚ La distribución vertical y horizontal de las saturaciones, presión, temperatura y composición de los fluidos.
- ✚ Los cambios de las propiedades de la roca.
- ✚ Los cambios en la viscosidad y la densidad del crudo.
- ✚ El grado de corrosión obtenida de testigos colocados en los pozos.
- ✚ La eficiencia del levantamiento de fluidos obtenido mediante pruebas de bombeo, de flujo natural o de levantamiento por gas.
- ✚ Consumo de combustible.
- ✚ Costos de tratamiento de los fluidos inyectados y producidos.

Las mediciones más realizadas en campo son, La calidad de vapor, y la temperatura de producción. Las tasas de producción y de inyección, así como los volúmenes acumulados se miden diariamente

1.13.3 Diseño de una prueba piloto. Al diseñar una prueba piloto se busca minimizar las posibles diferencias que se puedan encontrar entre un proyecto piloto y un proyecto a escala comercial, además de interpretarlas y predecirlas.

1.13.3.1 Métodos de predicción. Para predecir el comportamiento de un proyecto de inyección continua de vapor, se hace uso de los modelos potenciómetros, y otros modelos físicos, los resultados analíticos y la simulación numérica.

Gomma et Al¹⁴ presentaron un artículo en el que discuten como diseñar algunos elementos de una prueba piloto para un proyecto de inyección continua de vapor:

- ✚ Se utilizan los resultados de una simulación para determinar los intervalos de terminación de los pozos inyectoros.
- ✚ Para establecer los lugares de ubicación de los pozos de observación.

La escogencia de la calidad del vapor y la tasa de inyección de vapor en los inyectoros ubicados buzamiento arriba y buzamiento abajo se basó en los resultados obtenidos en el simulador.

Los patrones de pozos ubicados buzamiento abajo recibieron tasas de inyección relativamente altas, en anticipación a la migración hacia arriba del vapor, y en los inyectoros buzamiento abajo se usó vapor de calidad ligeramente mayor. Dos de los pozos de observación fueron ubicados buzamiento arriba de un inyector para aprovechar el movimiento preferencial del calor y del vapor, buzamiento arriba, y para obtener la mayor cantidad de información en menor tiempo.

Los cálculos indicaron que el avance del vapor buzamiento arriba sería aproximadamente dos veces más rápido que buzamiento abajo.

Algunos investigadores como Rosenbaum y Matthews²² han estudiado el efecto del número de pozos sobre el comportamiento de la producción en general, ya que entre más patrones haya en el proyecto, más cerca estará de la tasa de producción a la tasa de inyección de vapor. Además informan que la tasa de producción de los pozos individuales, indican que la respuesta de los pozos productores interiores se aproxima más a la respuesta dada por un patrón completamente desarrollado.

1.13.4 Evaluación del comportamiento de la prueba piloto. Esta evaluación del proyecto depende de los objetivos trazados, para la evaluación del proyecto se pueden utilizar diferentes pruebas tales como:

- ✚ **Pozos de observación.** Este tipo de pozos permiten obtener los perfiles de temperaturas que se presentan en el yacimiento, y su ubicación y la cantidad de pozos de observación dependen de los objetivos de la prueba piloto.

- ✚ **Núcleos.** Se toman para determinar la extensión y la distribución de la zona barrida, así como de cualquier banco de petróleo que se haya formado durante la realización del proyecto. La extracción de estos núcleos requiere de procedimientos especiales, ya que se deben considerar la temperatura, la presión y los tipos de fluido en el lugar en donde se va a sacar el núcleo.

- ✚ **Pruebas de pozo.** Se llevan a cabo durante o después del proyecto y son principalmente las siguientes:
 - Tasas de producción y tasas de inyección de vapor. Se determinan de los volúmenes producidos durante un tiempo dado.

- Presión. Se utilizan principalmente para obtener la siguiente información:
 - Información sobre la inyectividad y productividad de los pozos, y la resistencia al flujo en el yacimiento.
 - Confiabilidad de que el equipo y los pozos son operados a los niveles de la presión del diseño y dentro de los límites seguros de presión.
 - Información sobre la entalpía de los fluidos.
 - Información de las propiedades del yacimiento, mediante pruebas de diagnóstico de pozos y observación continua de la presión.

- Temperatura. Se mide en superficie y en el fondo para obtener la siguiente información:
 - La cantidad de calor inyectado y el volumen calentado del yacimiento.
 - Conocer el avance y la distribución de calor en el yacimiento, medida en un pozo productor o en un pozo de observación.
 - Esfuerzos a los que esta siendo sometido el equipo mecánico.
 - Eficiencia térmica de los generadores de vapor y de las instalaciones de superficie.

1.14 ESPACIAMIENTO Y ARREGLO DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN.⁵

Es necesario escoger modelos de inyección de la misma manera que en el caso de desplazamiento con fluidos fríos, solamente que con un espaciamiento entre pozos menor. El modelo escogido debe tener en cuenta la continuidad del yacimiento², las propiedades del medio poroso y de los fluidos. Dentro de

los patrones de inyección se usan los pozos existentes adaptándolos a la geometría a utilizar, y a la vez nuevos pozos productores e inyectores son perforados para poder cubrir todas las partes del yacimiento mejorando así la eficiencia de barrido. Los patrones de inyección y el espaciamiento que hay entre los pozos inyectores y productores permiten el avance del frente de vapor de manera casi uniforme en un proceso térmico de recuperación de crudo.

Los yacimiento nuevos generalmente se perforan siguiendo arreglos definidos, no solamente para una posible recuperación secundaria o mejorada, sino con el objetivo de asegurar un mejor drenaje del yacimiento en la etapa de producción primaria.

En un arreglo de pozos se define como modelo al área de drenaje que relaciona a un pozo inyector con un pozo productor y unidad a la mitad de esa área, determinada por una línea de simetría.

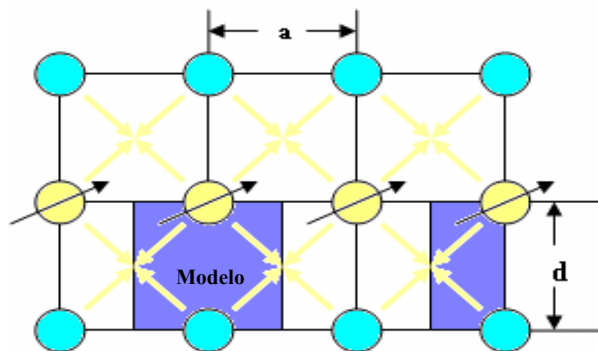
Los patrones de inyección están clasificados en:

- ✚ **Geométricos.** Los pozos de inyección y los pozos de producción están colocados para que formen ciertas formas geométricas conocidas. Estos arreglos se dividen en:
 - En línea.
 - Línea directa.
 - Línea alterna o diagonal.
 - En redondo o periféricos.
 - Cinco pozos.
 - Siete pozos normal e invertido.
 - Nueve pozos normal e invertido.
 - Trece pozos.
- ✚ **Irregulares.** Los pozos de inyección y los de producción están ubicados en forma desordenada y cada caso particular requiera de un estudio particular.

1.14.1 Arreglos en línea.

1.14.1.1 Arreglos en línea directa. La relación de pozos inyectores a productores son de 1:1, en los de línea directa lo inyectado en cada pozo se reparte entre dos pozos productores, y estos a su vez reciben de dos inyectores como lo muestra la figura #11.

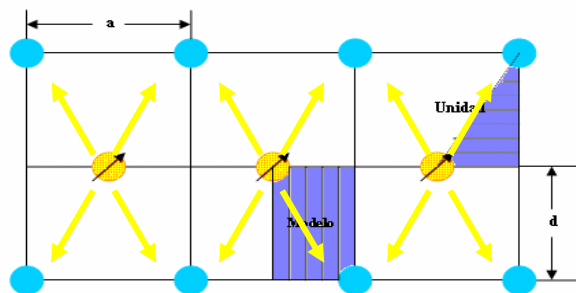
Figura 11. Arreglo de línea directa.



Fuente, Miguel Ángel medina, autor del proyecto.

1.14.1.2 Arreglos de línea alterna. La relación de pozos inyectores a productores son de 1:1, en el arreglo de líneas alternas lo inyectado en cada pozo se reparte entre cuatro productores y reciben a la vez de cuatro inyectores, como se muestra en la figura #12.

Figura 12. Arreglo de línea alterna.

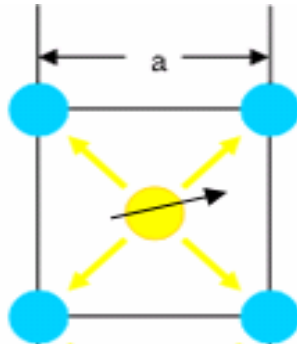


Fuente, Miguel Ángel medina, autor del proyecto.

1.14.2 Arreglos geométricos. Generalmente son arreglos en línea directa o alterna pero en los cuales la relación a/d tiene un valor definido.

1.14.2.1 Arreglo de cinco puntos. Es un arreglo en línea alterna, en el cual $d = a/2$. En pruebas piloto con este arreglo, pueden obtenerse permeabilidades direccionales y características de producción ya que las líneas de flujo irradian en todas las direcciones del pozo inyector hacia los cuatro pozos productores.

Figura 13. Arreglo de cinco puntos.



Fuente, Miguel Ángel medina, autor del proyecto.

1.14.2.2 Arreglo de siete puntos. Se usa principalmente en campos de baja productividad y de buena inyectividad. Puede ser de siete puntos regular como se puede ver en la figura 14a, o de siete puntos invertido, como se observa en la figura 14b, según en donde se encuentren ubicados los pozos inyectores, ya sea en las esquinas o en el centro.

Figura 14a.

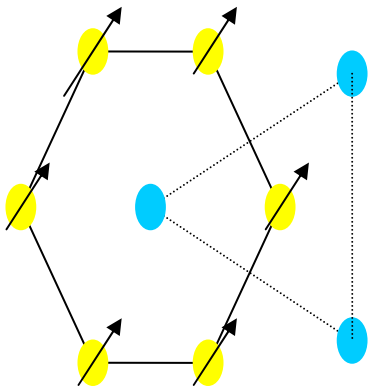
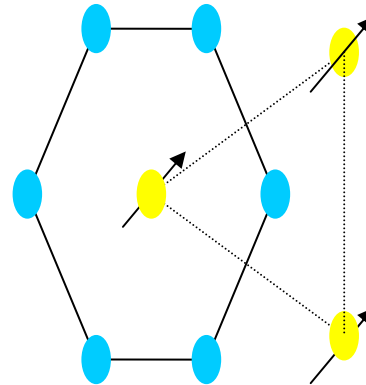


Figura 14b.



Fuente, Miguel Ángel medina, autor del proyecto.

1.14.2.3 Arreglo de nueve puntos. Se presentan patrones de nueve puntos invertido, que es cuando un pozo productor esta rodeado por ocho pozos inyectores, cuatro pozos de inyección se encuentran a un espaciamiento mayor, y los otros cuatro a un espaciamiento menor, como se muestra en la figura 15a, también se presentan patrones de nueve puntos normal que es lo contrario del invertido, con ocho pozos productores rodeando a un inyector, que es el utilizado en este proyecto para la corrida en el simulador STARS de CMG, el cual se puede observar en la figura 15b.

Figura 15a.

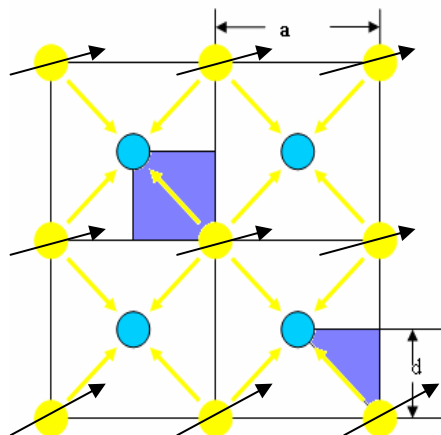
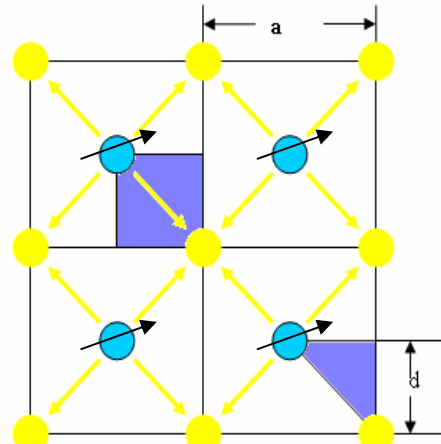


Figura 15b.



Fuente, Miguel Ángel medina, autor del proyecto.

1.15 PROBLEMAS OPERACIONALES.

Para llevar a cabo un proyecto exitosamente, se deben balancear los riesgos y los beneficios que este conlleva, permitiendo prácticas operacionales prudentes y considerando los factores ambientales de salud y de seguridad.

Para tratar de prevenir los problemas operacionales se ha desarrollado un sistema llamado SCAN (muestras, control y sistema de alarma), el cual se utiliza en proyectos grandes donde hay muchos pozos y equipos que requieren atención especial. Este sistema permite rastrear y desplegar todos los datos medidos, analizar los datos para conocer el estado de los pozos en forma individual, organizar las pruebas de producción, atender las alarmas de sonido y toma de acciones correctivas cuando no funcione adecuadamente.

Dentro de los problemas más comunes que podemos encontrar en un proyecto de inyección de vapor tenemos:

1.15.1 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 hidrogeno, el monóxido de carbono y los hidrocarburos en el gas producido.

1.15.2 Emulsiones. Se presentan en los pozos productores, no solamente por las propiedades del crudo, sino también por el ambiente de las operaciones y se pueden presentar emulsiones de petróleo en agua, de agua en petróleo, o ambas, y pueden variar durante el tiempo de vida productiva del pozo, aumentando con el tiempo. Para tratar de disminuirlas se debe hacer uso de desemulsificante, variando su proporción durante el tiempo de producción.

1.15.3 Producción de arena. Es uno de los principales problemas y de los mas costosos en los proyectos de inyección de vapor debido a que:

- ✚ Impiden la producción llenando el hueco perforado.
- ✚ Reducen la producción impidiendo el adecuado funcionamiento de las bombas en el pozo.
- ✚ Producen daños por erosión lo que ocasiona que haya que cambiar los equipos.
- ✚ Causan trabajos de reacondicionamiento de pozos, los cuales son costosos.

1.15.4 Fallas en los revestidores y en la tubería. En los proyectos pueden fallar la tubería o los revestidores, debido a varias razones:

- ✚ Pandeo.
- ✚ Tensión.
- ✚ Erosión.
- ✚ Corrosión.

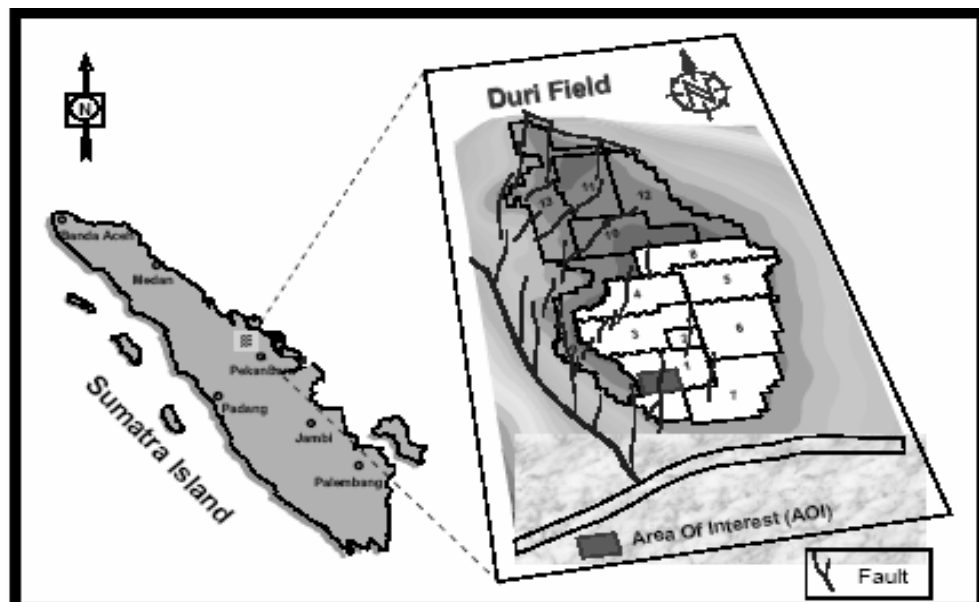
2. CASOS HISTORICOS EXITOSOS DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR

2.1 INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR EN EL CAMPO DURI.

2.1.1 Localización del campo. Es el campo más grande a nivel mundial asociado a la operación de inyección de vapor en términos de petróleo y de vapor inyectado.

Este campo esta localizado el la provincia de Riau, en el centro de Sumatra (Indonesia), ubicado a 120 kilómetros al noroeste de la ciudad de Pekanbaru, como se puede observar en la figura 16. Es el segundo campo más grande en Indonesia en términos de aceite original en el yacimiento (OOIP).

Figura 16, localización del campo Duri.



Fuente: paper SPE 57261¹.

2.1.2 Geología del yacimiento. Estructuralmente el campo Duri es un anticlinal asimétrico fallado, somero, con un grado de complejidad incrementándose hacia el este cerca de la falla Sebang, la cual delimita el campo.

El yacimiento Duri consta de tres arenas de las formaciones duri, Bekasap y Bangko de la arena del mioceno temprano con profundidades de 300 a 750 pies, en donde se encuentra el contacto agua aceite.

Las formaciones del campo comprenden tres grupos:

1. Rindu. Es el intervalo de producción más somero, el cual actualmente se encuentra abierto y produciendo sin el proceso de inyección continúa de vapor.
2. Pertama y Kedua. Es el intervalo de producción intermedio
3. Baji, Jaga y Dalam. Es el intervalo más profundo, en el cual las acumulaciones de crudo están en unas pocas elevaciones estructurales, limitadas por la parte más alta del anticlinal en la parte sur del campo. En algunas partes Baji y Jaga parecen ser yacimientos aparte debido a sus altos valores de permeabilidad.

La arena está compuesta principalmente de:

- ✚ Cuarzo, de 52 – 75% (en peso).
- ✚ Feldespato ortoclasico, de 7 – 12% (en peso).
- ✚ Arcillas
- ✚ Dolomitas.
- ✚ Siderita.
- ✚ Otros.

Los intervalos de confinamiento de vapor con principalmente arcillas, limos y rocas carbonatadas, que se encuentran en las arenas Pentama y kedua, las cuales contienen cerca de las 2/3 partes del OOIP.

Estas arenas son no consolidadas y presentan propiedades de roca y fluido similares entre si, las cuales fueron obtenidas con registros de pozo y con estudios de laboratorio mediante corazones.

2.1.3 Propiedades del yacimiento. Las propiedades del yacimiento en este caso están dadas para el tiempo en el cual se va a iniciar el proceso de inyección continua de vapor, lo que quiere decir que algunas de ella han cambiado (como las saturaciones, presión del yacimiento, temperatura del yacimiento), debido a que el yacimiento fue sometido a recuperación primaria.

Tabla 9. Propiedades de la roca y los fluidos, campo Duri.

| PARAMETRO | VALOR | UNIDADES |
|--|--------------------|--------------------------|
| Profundidad promedio | 500 | Pies |
| Presión del yacimiento | 100 | Psia |
| Temperatura del yacimiento | 100 | °F |
| Porosidad | 0.34 | - |
| Saturación de aceite | 0.53 | - |
| Permeabilidad | 1500 | Md |
| Gravedad del crudo | 20 | API |
| Compresibilidad de la roca | $57 \cdot 10^{-6}$ | Psi ⁻¹ |
| Factor volumétrico de formación del aceite | 1.02 | RB/STB |
| Relación gas / aceite | 15 | Scf/STB |
| Viscosidad del crudo @ 100 °F | 330 | cp |
| Viscosidad del crudo @ 300 °F | 8.23 | cp |
| Saturación de agua irreducible | 0.4 | |
| Saturación residual de aceite al agua | 0.25 | |
| Saturación residual de aceite al vapor | 0.10 | |
| Capacidad calorífica de la roca | 33.2 | BTU/ft ³ - °F |
| Conductividad térmica del yacimiento | 27.4 | BTU/ft-día-°F |

Fuente: Gael, gross y McNaboe, SPE 29668²

2.1.4 Desarrollo del campo. El campo Duri fue descubierto en 1941 pero no se comenzó a desarrollar hasta que en el año de 1958 se finalizó la construcción del oleoducto hasta el puerto de Dumai.

El campo tiene un tamaño de 18 Km de longitud, por 8 Km de ancho, lo cual es un área desarrollable de cerca de 20000 acres.

Actualmente el campo es operado por la compañía PT Caltex pacific Indonesia (CPI), y tienen en funcionamiento 4000 pozos productores, 1600 pozos inyectores y 300 pozos de observación.

2.1.5 Producción primaria. Ocurre principalmente por empuje de expansión del gas disuelto, y por compactación de la formación, y en menor grado el empuje por agua y por drenaje gravitacional. La producción primaria alcanzó su máximo a mediados de los años 60`s con una producción de 65000 BOPD.

El funcionamiento del campo mostró que el recobro primario final fue de cerca del 7% del OOIP, causado por la baja viscosidad del crudo y la baja relación de gas en solución / crudo (GOR).

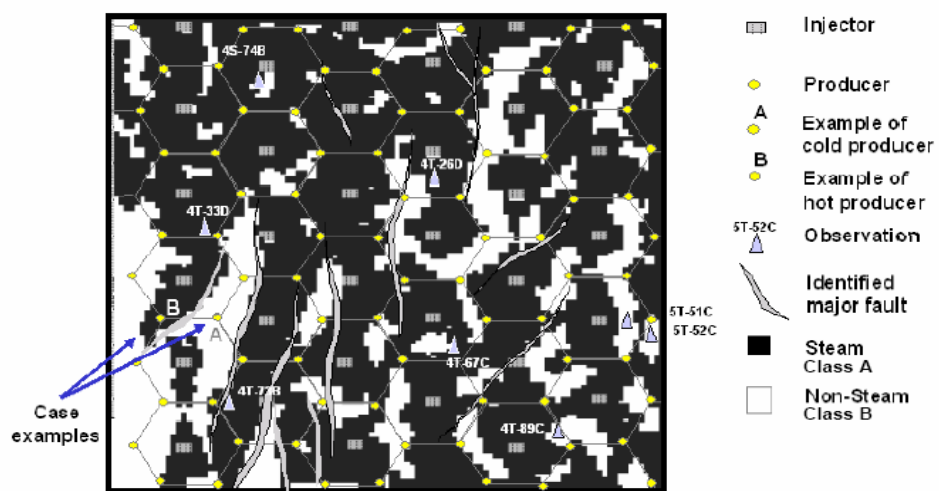
2.1.6 Recobro mejorado. Los procesos de recobro mejorado se iniciaron en el año de 1967 con un proyecto piloto de inyección cíclica de vapor con el fin de mejorar el funcionamiento de la producción individual por pozo. En los siguientes 8 años se desarrollaron cerca de 300 trabajos de estimulación con vapor.

Debido al buen resultado de los trabajos de inyección cíclica de vapor se decidió comenzar con la fase de inyección continúa de vapor, con un piloto en el año de 1975, el cual consistía de 16 patrones de cinco puntos invertidos, en un espaciamiento de 15 1/2 acres, con el cual se logro un factor de recobro de cerca del 30% del OOIP, y le dio el nombre de área 2.

Debido al éxito en la recuperación del piloto área 2, se tomó la decisión de llevar a cabo un proyecto a mayor escala en el año de 1985, llamado área 1.

El proceso de empuje por vapor en el campo Duri, está dividido actualmente en 7 áreas de inyección, en las cuales se inyecta vapor a una tasa total de 125 MMBCWEPD. Figura 17.

Figura 17, mapa de la ubicación de los patrones de inyección, campo Duri.



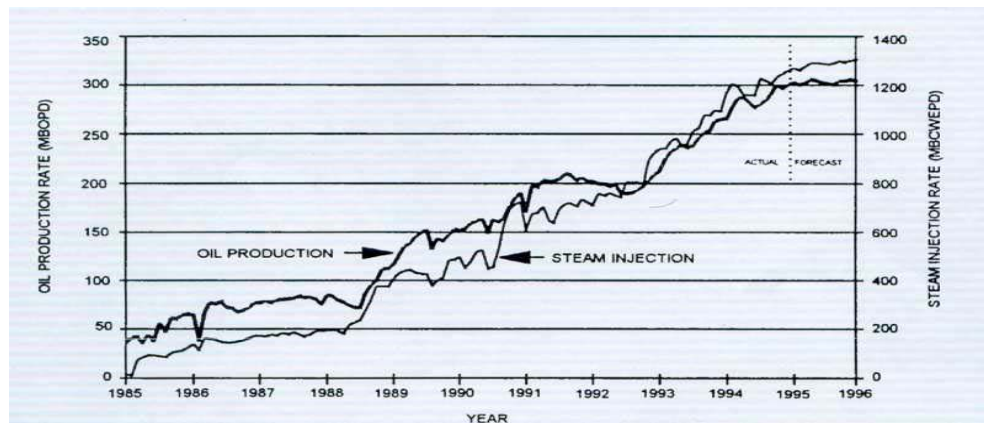
Fuente: paper SPE 57261¹

En las áreas 1, 3, 4, y 5 se implementó un patrón de inyección de vapor de 7 puntos invertido, a través de una superficie de 11.625 acres, el cual fue seleccionado mediante trabajos realizados en simuladores térmicos comerciales y por la experiencia obtenida de los trabajos realizados en los campos de crudo pesado de Estados Unidos de América (campo Kern River). El patrón de 9 puntos invertido se utilizó para arenas que presentan espesores mayores a 100 pies, los cuales se extienden en un área de 15.5 acres. El patrón de 5 puntos invertido cubre la misma superficie, y se utilizó para arenas con un espesor en un intervalo entre 50 y 100 pies, como en las áreas 2, 6 y 7.

El método para observar cuando ocurre la ruptura del vapor, es mediante la toma de registros de temperatura en las cabezas de pozo, además de la disminución de la rata de producción.

Actualmente el campo Duri produce cerca de 230000 BOPD⁶ mediante el proceso de inyección continua de vapor.

Figura 18, historia de producción de crudo y de inyección de vapor, campo Duri.



Fuente: Gael, gross y McNaboe, SPE 29668²

2.1.7 Problemas operativos. El problema de producción de arena es uno de los más comunes que se presentan en el campo Duri, debido a que la inyección de vapor se realiza casi siempre en arenas someras no consolidadas, ya que el vapor es reactivo y produce cambios en la temperatura y en la presión del yacimiento, y estas condiciones son favorables a la corrosión y a la formación de incrustaciones.

Para el control de arenas 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

⁶ Por sus siglas en ingles barriles de aceite por día. Se aclara que durante el desarrollo de este trabajo se utilizará esta sigla.

arena y que esta no se mezcle con los fluidos producidos. Para la remoción de las incrustaciones de los cañoneos y en las tuberías ranuradas, además de los procesos de acidificación, se utilizan herramientas lanza chorros con tubería flexible. Consiste en lanzar un chorro hidráulico de alta velocidad mientras el filtro esta siendo Rotado y removido con la tubería flexible.

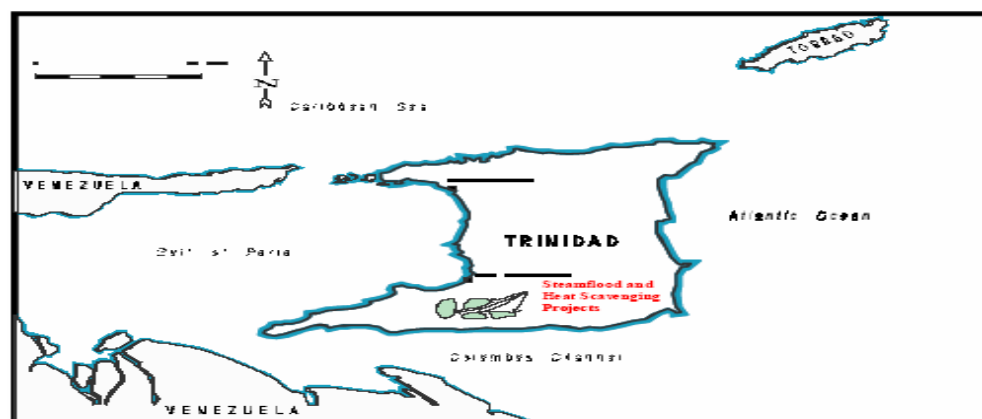
2.2 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL CAMPO “CRUSE (E).

2.2.1 Localización del campo. Este campo se encuentra localizado en la isla de Trinidad y Tobago, y esta ubicado en la región suroeste, área de Perrylands, aproximadamente a 8 millas de la ciudad de Point fortín. Su localización se observa en la figura 19. El proyecto se encuentra ubicado en el área point fortín cruse, y se encuentra dividido en 3 campos:

- Point fortín central.
- Point fortín este.
- Cruse.

El campo Cruse se encuentra localizado al norte del sistema de fallas de los Bajos, y es uno de los siete principales proyectos térmicos activos desarrollados por Petrotin.

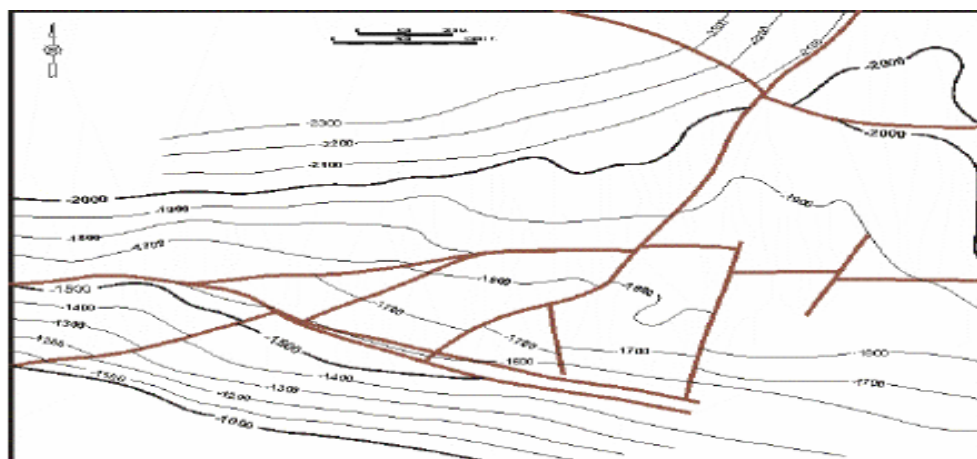
Figura 19, Localización del campo Cruse “E”.



Fuente: SPE 89411³

2.2.2 Geología del yacimiento. El yacimiento presenta forma anticlinal, con una inclinación de 4° desde el norte hacia el noroeste, y de 45° en el área sur. El yacimiento presenta fronteras irregulares debido a la presencia de dos fallas, del sistema de fallas Los Bajos como se observa en la figura 20.

Figura 20, Mapa estructural del campo Cruse "E".

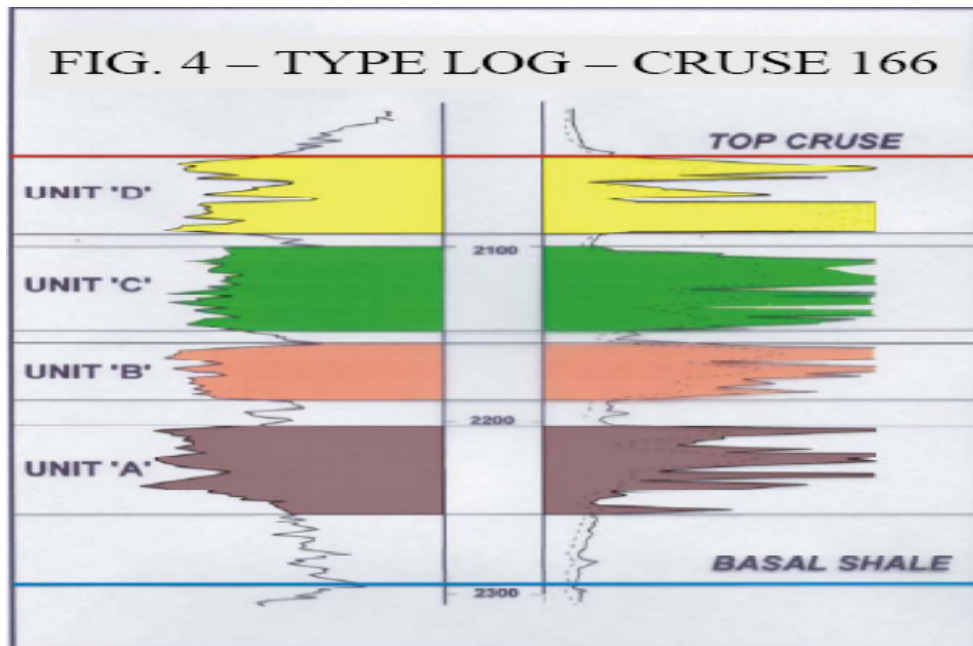


Fuente: SPE 89411³

La formación del campo Cruse, es el Cruse superior de la era del plioceno. La arena productora contiene una secuencia de arcillas conocidas como the lower forest, las cuales forman un sello efectivo en la parte superior de la formación. La formación Cruse se divide en cuatro unidades A, B, C y D, las que se encuentran separadas una de la otra por capas de diferente tipo de arcilla, siendo las mejores para el entrapamiento del crudo las unidades B y C. Figura 21.

2.2.3 Propiedades del yacimiento. Para comprender mejor la distribución de las propiedades del campo Cruse, se perforaron nuevos pozos, principalmente en las zonas que presentan fallamiento, las cuales arrojaron los datos de propiedades del yacimiento presentados en la tabla 10.

Figura 21, Unidades productoras del campo Cruse "E".



Fuente: SPE 89411³

2.2.4 Desarrollo del proceso de inyección continua de vapor. El proceso de inyección continua de vapor comenzó en 1986, con la implementación de cuatro pilotos de inyección continua, con patrones cada uno de cinco puntos invertido cubriendo un área de 40 acres, a una profundidad de 1800 pies y un espesor de la arena de 120 pies, en los cuales el principal mecanismo de desplazamiento del crudo fue mediante empuje por vapor.

La rata de inyección para el piloto fue de 1800 BSPD⁷ durante cuatro años, lo que generó una producción máxima de 300 BOPD en el año de 1987.

El proyecto se extendió a 28 patrones de inyección continua de vapor, mediante la perforación de 60 nuevos pozos, e incorporando 35 pozos existentes en el área. Los nuevos patrones entraron en funcionamiento en el año de 1996.

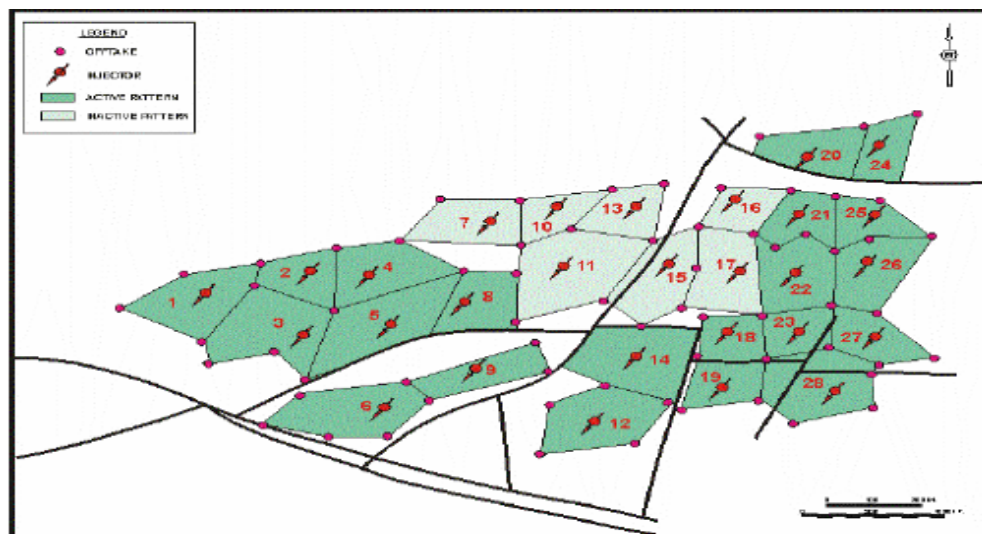
⁷ Por sus siglas en ingles barriles de vapor inyectado por día.

Tabla 10, propiedades de la roca y los fluidos, campo Cruse "E".

| PARAMETRO | VALOR | UNIDADES |
|---|-------|----------|
| <i>Profundidad</i> | 2100 | pies |
| <i>Temperatura al inicio de la inyección de vapor.</i> | 110 | °F |
| <i>Viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento</i> | 175 | Cp |
| <i>Gravedad del crudo</i> | 17 | API |
| <i>Permeabilidad</i> | 265 | md |
| <i>Espesor de la arena</i> | 75 | Pies |
| <i>Porosidad</i> | 31 | % |
| <i>Área</i> | 270 | Acres |
| <i>Saturación inicial de crudo (Soi)</i> | 75 | % |
| <i>Saturación de crudo al iniciar la inyección de vapor</i> | 68 | % |
| <i>Factor volumétrico de formación</i> | 1.1 | Bbl/STB |
| <i>OOIP al inicio de la inyección de vapor</i> | 31.1 | Mbbl |

Fuente: SPE 89411³

Figura 22, Ubicación de los patrones de inyección de vapor, campo Cruse "E".



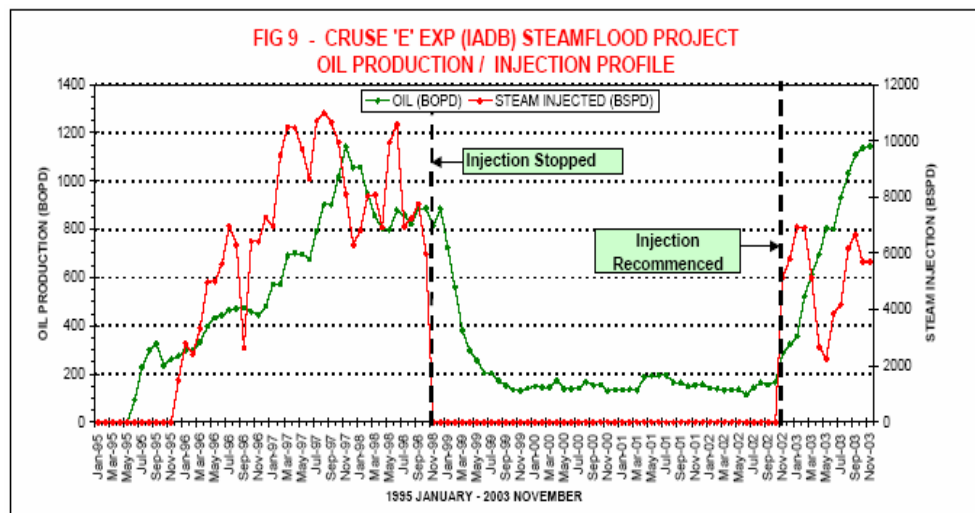
Fuente: SPE 89411³

Debido a la generación de emisiones de gases tóxicos, se detuvo el proceso de inyección continua de vapor durante cuatro años (1998 – 2002). Se comenzó el proceso de re-inyección de vapor en julio de 2003.

Muchos de los pozos pertenecientes a los pilotos de inyección disminuyeron su temperatura hasta la temperatura de yacimiento, debido al cierre prolongado de los pozos inyectoros, lo que generó que la viscosidad del crudo volviera a aumentar. Para aumentar la temperatura de dichos pozos se tomo la decisión de realizar estimulaciones cíclicas con vapor hasta que se alcanzara una temperatura de 125 °F.

2.2.5 Producción de crudo. Con la producción primaria del yacimiento, se alcanzó la recuperación de cerca del 17% del crudo original presente en el yacimiento (OOIP)⁸,

Figura 23, Análisis de la producción de crudo contra el vapor inyectado.



Fuente: SPE 89411³

2.2.6 Vapor inyectado. El proyecto se inicio con una rata de inyección de vapor en el año 1996 de 10000 BSPD, lo que generó un aumento en la

⁸ Por sus siglas en ingles Crudo original presente en el yacimiento.

producción a 1100 BOPD a final de 1997. Se disminuyó la tasa de inyección e vapor a 7500 BSPD, disminuyendo la producción de crudo a 850 BOPD.

Debido al receso del proceso de inyección continúa de vapor en 1998, la producción disminuyó a 140 BOPD en noviembre de 1999.

En Marzo de 2002 se recomenzó el proceso de inyección de vapor, para lo cual se hizo uso de tres generadores de vapor de 50 MMBTU⁹, los cuales generan vapor con una calidad en cabeza de 80%, e inyectan el vapor con una presión de 1000 psi, a ratas de 500 BSPD por cada pozo inyector, lo que quiere decir que se inyecta vapor a una rata promedio de 4532 BSPD.

Se incrementó la producción de crudo de 140 BOPD a 1175 BOPD para marzo de 2004.

2.3 CAMPO LOST HILL.

2.3.1 Localización del campo. Esta localizado en la parte suroeste de la base de san Joaquin, 45 millas al noroeste de Bakerfield, California, EUA, figura 24. El campo es de 10 kilómetros de largo por 6.5 kilómetros de ancho.

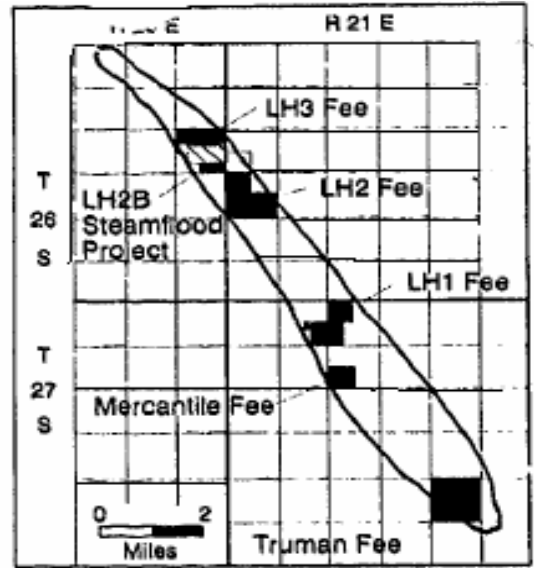
2.3.2 Geología del yacimiento. Se caracteriza porque su estructura es un anticlinal, en el que se presentan dos arenas productoras (arena B y arena C), y esta formado principalmente por una deformación compresiva, debido a que los esfuerzos de las capas tectónicas actúan perpendicularmente a la falla de San Andrés. Se encuentra posicionado en dirección noroeste / sureste y presenta un buzamiento de 4° en la cresta y de 25° en el fondo. Figura 25.

⁹ BTU, unidad de energía.

Figura 24, ubicación del campo Lost Hill.

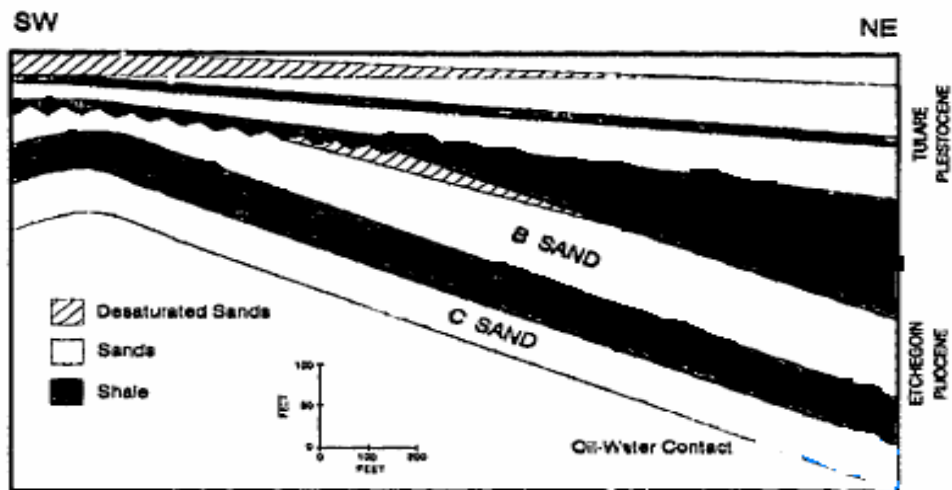


Fuente, SPE 22894⁴



Fuente, SPE 20727⁵

Figura 25, vista seccional del área 2B del campo Lost Hill.



Fuente, SPE 20727⁵

Este yacimiento se formó principalmente en un ambiente deposicional, además por influencia estructural. La capa superior Etchegon, es una arena marina no consolidada, que se encuentra dividida en dos unidades (B y C), y que se están separadas por una capa de arcilla de espesor entre 35 y 50 pies.

La unidad B se encuentra dividida en 3 zonas (1, 2 y 3). Las zonas 2 y 3 presentan permeabilidades de hasta 3500 md y porosidad de 38%. La zona 1 es similar, pero a diferencia de las otras dos zonas presenta intercalación de arenas de baja presión, las que presentan valores de permeabilidad de 500 md, con una saturación inicial de crudo del 35%.

La zona B se seleccionó para realizar el primer proyecto de inyección continúa de vapor.

2.3.3 propiedades de la roca y el fluido. Estos datos se obtuvieron principalmente de análisis de corazones en el laboratorio los cuales fueron obtenidos al inicio del proyecto (1977 – 1985). En 1988 se realizaron nuevas operaciones de corazonamiento con el fin de obtener mejores datos de la saturación de los fluidos presentes en el yacimiento. Las propiedades de la roca y de los fluidos se pueden observar en la tabla 11.

Tabla 11, propiedades de la roca y los fluidos, campo Lost Hill.

| PARAMETRO | TULARE SAND | ETCHEGOIN SAND | UNIDAD |
|-----------------------------|------------------------|---------------------------|---------------|
| Profundidad | 155 | 200 | Pies |
| Área del patrón | 30 | 30 | Pies |
| Espesor | 130 | 202 | Pies |
| Porosidad | 38 | 38 | % |
| Saturación inicial de crudo | 60 | 55 | % |
| OOIP | 5.2 | 6.8 | MMbbl |
| Permeabilidad | 650-100 | 800-5000 | md |
| Presión inicial | 50 | 50 | psi |
| Temperatura del yacimiento | 82 | 94 | °F |
| Gravedad del crudo | 12 | 13 | API |
| Viscosidad del crudo | 6000 | 3500 | cp |
| Buzamiento | 5 | 15 | ° |

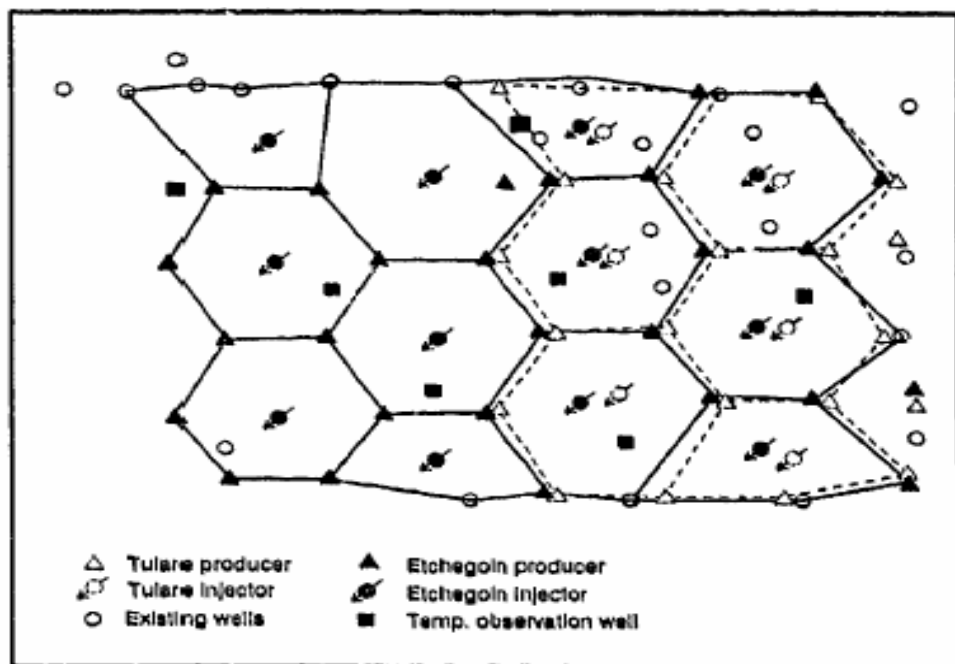
Fuente: SPE 20707⁵

2.3.4 Diseño e implementación del proceso de inyección continúa de vapor. Para el desarrollo de la unidad B, zona 2, se seleccionaron patrones de inyección de vapor de siete puntos, con una cobertura de 5 acres, por presentar una mayor eficiencia de barrido durante el proceso de simulación.

Para esta unidad se diseño un modelo, que consiste en 12 patrones de inyección gemelos, de siete puntos invertido, cada uno para la formación Tulare y la zona superior de la formación Etchegoin, cubriendo un área en superficie de 50 acres.

Los patrones se construyeron con 69 pozos productores, 18 pozos inyectoros y 7 pozos monitores para registrar el perfil de temperatura del yacimiento a medida que se lleva a cabo el proceso de inyección continúa de vapor.

Figura 26, mapa de los patrones de inyección del campo Lost Hill.



Fuente: SPE 20707⁵

2.4 CAMPO KERN RIVER.

2.4.1 Localización del campo. El campo Kern River se encuentra ubicado a 8 kilómetros al noroeste de Bakersfield, y es uno de los campos de crudo pesado más grandes y más someros que existen a nivel mundial. Su ubicación se puede apreciar en la figura 27.

Figura 27, localización del campo Kern River.



Fuente: Yacimientos de crudo pesado⁶

2.4.2 Geología del yacimiento. El campo Kern River se encuentra en la formación Kern River, en el que se halla una secuencia de arenas llamadas la serie de Kern River, y que datan desde la edad Miocena hasta la edad Pleistocena.

La estructura es un homoclinal simple, que presenta un buzamiento desde el noroeste hacia el suroeste de 5°. El yacimiento está dividido en varias zonas o arenas, las cuales presentan espesores de 50 a 100 pies, las arenas en la parte superior son delimitadas por pinchamientos, mientras que la parte inferior de la arena limita con el contacto agua – aceite, presentando un espesor promedio de 60 pies. La arena productora es una arena no consolidada la cual presenta intercalación de arcillas que afectan la inyección de vapor.

2.4.3 Propiedades de la roca y el fluido. Debido a su alta viscosidad y algunas propiedades del yacimiento, este es un campo con buenas características para el proceso de inyección continua de vapor.

Tabla 12, propiedades de la roca y del fluido, campo Kern River.

| PARAMETRO | VALOR | UNIDAD |
|----------------------------|-------|--------|
| Temperatura del yacimiento | 93 | °F |
| Presión del yacimiento | 80 | Psi |
| Buzamiento | 5 | ° |
| Porosidad | 32 | % |
| Permeabilidad | 2300 | md |
| Gravedad del crudo | 14 | API |
| Viscosidad del crudo | | cp |
| Espesor | 80 | pies |
| Profundidad | 1000 | pies |
| OOIP | 4000 | Mbbl |
| Tamaño del patrón | 2.6 | acres |

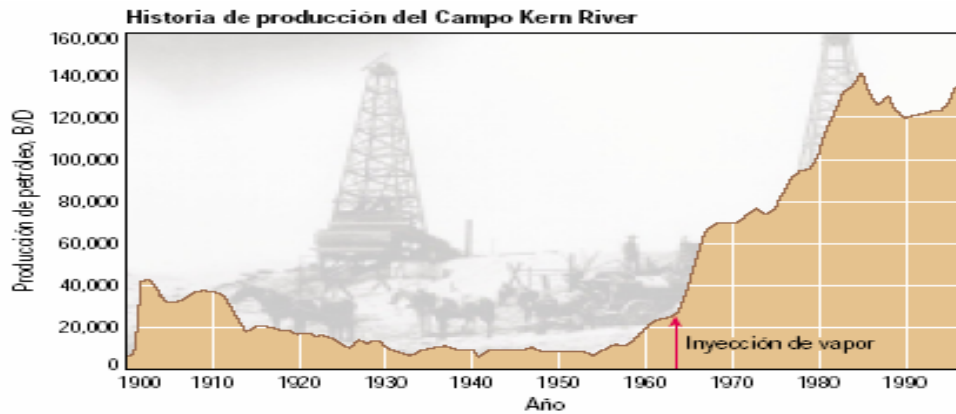
Fuente, SPE 2738⁶

2.4.4 Desarrollo del campo. El campo Kern River fue descubierto en 1899, con un pozo productor excavado manualmente a 13 metros de profundidad. La producción primaria del campo alcanzo su máximo de 40000 BOPD en el año 1900. Se dio inicio a la aplicación de técnicas de recobro mejorado en el año 1950 con la instalación de calentadores de fondo de pozo, para el calentamiento de la arena productora, con el fin de asistir las operaciones de recobro de crudo pesado.

Debido al éxito de los calentadores de fondo de pozo, en 1962 se implemento un patrón de inyección de agua caliente, normal de cinco puntos, con un espaciamento de 2 1/2 acres, este piloto no fue exitoso debido a las

condiciones inherentes del yacimiento, las cuales causaron canalización, por lo que se requería de caudales de inyección demasiado elevados.

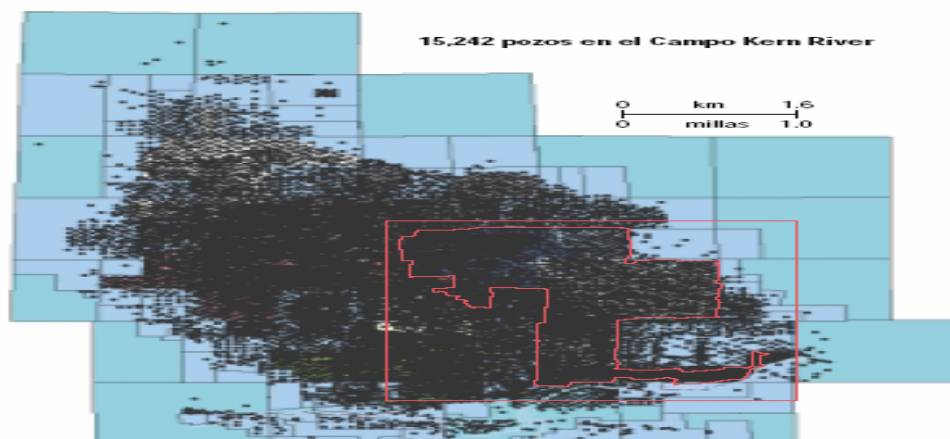
Figura 28, Producción histórica del campo Kern River.



Fuente, Yacimientos de crudo pesado⁶

El desplazamiento con inyección de vapor, se inicio en Junio de 1964, cuando se convirtió el proyecto de inyección de agua en inyección de vapor. Al día de hoy el proceso de inyección continúa de vapor se realiza con patrones de cinco puntos invertido, que abarcan un área de 2.5 acres. Este campo tiene más de 15242 pozos inyectoros y productores, y 540 pozos de observación. En la figura 29, se observan como puntos negros.

Figura 29, densidad de los pozos productores e inyectoros del campo.



Fuente, Yacimientos de crudo pesado⁶

3. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

La simulación de yacimientos es una herramienta poderosa que sirve para predecir el comportamiento de los yacimientos que se encuentran bajo diferentes esquemas de explotación, siendo su principal objetivo, el optimizar los procesos de recuperación de hidrocarburos, disminuyendo los costos operativos de las diferentes técnicas de recuperación mejorada.

La simulación de yacimientos se realiza por medio de un modelo matemático, el cual describe los procesos físicos que se producen dentro del yacimiento, y que consiste en un número de ecuaciones complejas que describen el flujo de fluidos dentro del yacimiento, es decir, estas ecuaciones sirven para predecir el comportamiento del yacimiento mediante un proceso de simulación.

Los modelos matemáticos de simulación, requieren del uso de software especializados, debido a la gran cantidad de cálculos necesarios durante el proceso de simulación.

Para llevar a cabo el proceso de simulación de yacimientos, se debe presentar el modelo físico que se va a modelar, en el que se deben incluir los siguientes parámetros:

- ✚ Ecuaciones del flujo de fluidos en medios porosos.
- ✚ Presiones capilares.
- ✚ Temperatura del yacimiento.
- ✚ Saturación de los fluidos presentes en el yacimiento.
- ✚ Propiedades de la roca.
- ✚ Balance de materiales.

3.1 AJUSTE HISTÓRICO.

Es el paso anterior a la variación de los parámetros operativos y se realiza mediante el ajuste de los resultados de la simulación numérica del campo, dichos resultados deben ser comparados con los datos obtenidos en el campo (históricos), con el fin de obtener las curvas de producción lo más exactas posibles para que los resultados de las variaciones de los parámetros se ajusten al comportamiento que tendrá el campo durante un período determinado de tiempo, que es el mismo periodo de la simulación, y lograr así que estos resultados sean confiables.

Para conseguir que el ajuste sea realizado de manera adecuada se pueden ajustar algunos de los siguientes parámetros:

- ✚ Caudales de producción.
- ✚ Presión en la cabeza de los pozos productores.
- ✚ Curvas de saturación.
- ✚ Contacto agua – petróleo.
- ✚ Contacto gas – petróleo.
- ✚ Pwf (presión de fondo fluyendo).

3.2 VENTAJAS AL LLEVAR A CABO UN PROCESO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

Una de las ventajas de realizar una simulación numérica de un yacimiento, es que se puede hacer un infinito número de veces, con el fin de observar todos los comportamientos posibles y así encontrar la forma adecuada de llevar a cabo el proceso que se desee implementar. Mientras que al realizar cualquier operación física en un yacimiento, esta solo se podrá llevar a cabo una sola vez sin opción de equivocarse, pues se corre el riesgo de dañar el yacimiento.

Entre otras ventajas que se obtienen con el uso de los simuladores numéricos se pueden encontrar las siguientes:

- Conocer el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.
- Calcular los efectos que presenta el gasto de producción sobre la recuperación.
- Definir valores de los parámetros operativos y de yacimiento, con el fin de analizar la rentabilidad económica del proyecto.
- Realizar un análisis de sensibilidad a los resultados obtenidos mediante las variaciones de los parámetros operativos y de yacimiento.
- Conocer el volumen original de aceite (OOIP).
- Determinar el comportamiento de un yacimiento, sometido a diferentes procesos de producción tales como:

- ✚ Producción natural.
- ✚ Inyección de agua.
- ✚ Inyección de gas.
- ✚ Estimulación con vapor.
- ✚ WAG.
- ✚ Inyección continua de vapor.
- ✚ Combustión in situ.
- ✚ Calentamiento electromagnético

3.3 INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL USO DE UN SIMULADOR.

Para realizar una correcta y confiable simulación, se debe contar con una información que represente las condiciones de yacimiento, o de lo contrario los datos obtenidos del simulador no van a representar de forma adecuada el comportamiento que presentará el yacimiento al ser sometido a un determinado tipo de proceso.

Los datos necesarios para realizar un proyecto de simulación se pueden dividir en varios ítems.

3.3.1 Descripción física del yacimiento. Para el cual se debe realizar un estudio que defina el yacimiento tanto estratigráfica como estructuralmente. Los datos necesarios para ingresar al simulador se pueden resumir en los siguientes:

3.3.1.1 Mapas geológicos y petrofísicos del área.

- ✚ Limites del yacimiento.
- ✚ Discontinuidad de las capas.
- ✚ Características de la formación y del acuífero (si esta presente).

3.3.1.3 Mecanismos de desplazamiento presentes en el yacimiento

- ✚ Segregación gravitacional.
- ✚ Expansión del sistema roca – fluidos.
- ✚ Desplazamiento.

3.3.1.3 Propiedades petrofísicas. Se obtienen en el laboratorio, mediante análisis de corazones, además se complementa con la información obtenida por la toma de registros eléctricos en el pozo.

- ✚ Permeabilidades.
- ✚ Porosidades.
- ✚ Saturaciones.
- ✚ Aceite.
- ✚ Agua.
- ✚ Gas.
- ✚ Compresibilidad de la formación.
- ✚ Permeabilidades relativas.

3.3.1.4 Propiedades PVT. Esta información se obtiene de la misma forma en que se obtienen las propiedades petrofísicas del yacimiento (ver sección 3.3.1.3).

- ✚ Viscosidades del agua y del aceite.
- ✚ Factores de formación volumétricos del agua y del aceite.
- ✚ Comportamiento de fases.

3.3.1.5 Estado mecánico de los pozos. Estos datos son importantes para poder reproducir en el simulador el comportamiento de la producción de crudo pozo a pozo.

- ✚ Orientación de cada pozo (horizontal, desviado, vertical).
- ✚ Profundidad.
- ✚ Radio del pozo.
- ✚ Datos de revestimiento.

3.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD.

Un análisis de sensibilidad se realiza con el objetivo principal de observar como se comporta un yacimiento sometido a un proceso de inyección continua de vapor, cuando se varían los factores que pueden ser manipulados por los ingenieros de yacimientos. Estos factores son conocidos como parámetros operativos entre los cuales los más tratados en la literatura especializada son los siguientes:

- Variación del caudal de inyección de vapor.
- Variación del caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura.
- Variación de la calidad del vapor inyectado.
- Variación de la presión de inyección del vapor.
- Variación del área del patrón de inyección.

- Variación del tipo de patrón de inyección (geometría)
- Variación de la presión de producción.
- Variación de la rata de producción.
- Estimulación de los pozos productores.

Cada uno de estos parámetros es tratado en detalle áas adelante en este capitulo.

Un análisis de sensibilidad se realiza con el objeto de encontrar los valores óptimos de cada parámetro operativo y poder hacer que el proceso tenga su máxima eficiencia, que en este caso esta representada por el aumento de producción de crudo.

Además se realiza un análisis de sensibilidad para algunos de los parámetros de yacimiento con el fin de encontrar las mejores características que puede presentar un yacimiento para ser sometido al proceso de inyección continúa de vapor.

3.4.1 Realización del modelo. Para la realización del modelo se tomo como base le articulo de la SPE # 13510 “Fourth SPE comparative solution project: Comparison of steam injection simulators. K, Aziz; A.B, Ramesh; P.T, Woo.” El cual presenta los datos necesarios para realizar una corrida en un simulador numérico, y propone varios problemas a desarrollar:

1. Inyección cíclica de vapor para un yacimiento con crudo pesado de 14° API.
2. Desplazamiento con vapor en un patrón invertido de nueve puntos.
3. Desplazamiento con vapor en un patrón invertido de nueve puntos, pero con crudo destilable de 22° API.

Para cada uno de los problemas se presentan los siguientes parámetros:

- ✚ Propiedades de la roca.
- ✚ Propiedades de los fluidos.
- ✚ Propiedades del agua.
- ✚ Datos de permeabilidades relativas.
- ✚ Condiciones iniciales.
- ✚ Condiciones de operación.

Para el desarrollo de este modelo se trabajó con los datos del problema #2 y se utilizó un software térmico comercial.

El artículo presenta las gráficas de resultados arrojados por 6 diferentes empresas comerciales de software térmico, los cuales se compararán con los resultados obtenidos durante el proceso de simulación.

Como se va a simular un patrón de inyección de vapor de cinco puntos invertido, se tomo del patrón original de nueve puntos, los cuatro pozos productores más cercanos al inyector formando así un patrón de cinco puntos.

La comparación de los resultados obtenidos en el simulador se hará con las gráficas de producción instantánea y de producción acumulada de crudo para los pozos productores más cercanos al pozo inyector.

3.4.1.1 Enmallado del piloto de cinco puntos. En la tabla #13 se presenta la descripción detallada del enmallado que se le realizó al patrón de inyección de cinco puntos invertido, el cual se puede observar mejor en las figuras 30, 31 y 32.

El enmallado es un sistema de coordenadas cartesianas con las siguientes dimensiones:

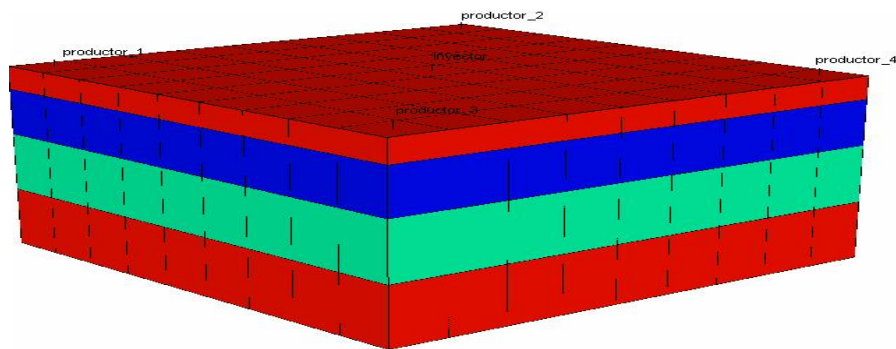
Tabla 13. Descripción del enmallado del modelo base.

| ENMALLADO | | |
|---|--------------------------------|----------------------------------|
| TIPO: cartesiano. | COORDENADAS: x ,y ,z | DIMENSIONES: 9 * 9 * 4 |
| AREA: 2.5 Acres. | CELDAS: 36.6 ft. | TOPE: 1500 ft |
| ESPESOR DE CADA CAPA: 10, 20, 25, 25 FT. | | |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

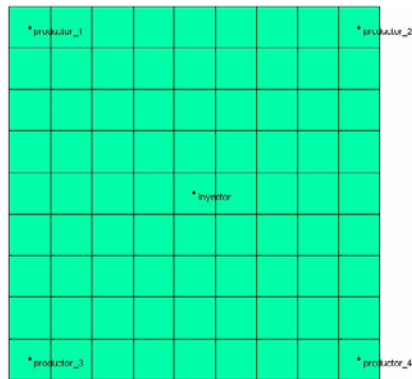
- El eje X se divide en nueve celdas de 36.6 pies cada una, como se puede apreciar en la figura 30.
- El eje y se divide en nueve celdas de 36.6 pies cada una, como se puede apreciar en la figura 30.
- En el eje Z cuatro capas de 10, 20, 25, y 25 pies de arriba hacia abajo, como se puede apreciar en la figura 32.

Figura 30. Enmallado del patrón de cinco puntos.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 31. Dimensiones del enmallado en una vista areal, coordenadas cartesianas(X,Y).

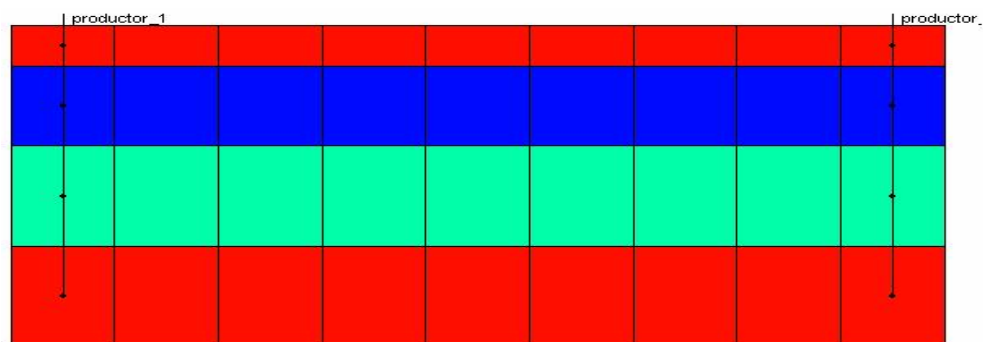


Fuente: Simulador STARS de CGM.

Además de observarse la configuración del enmallado se puede observar en la figura 31 la posición en la que se ubicó el pozo inyector y los pozos productores.

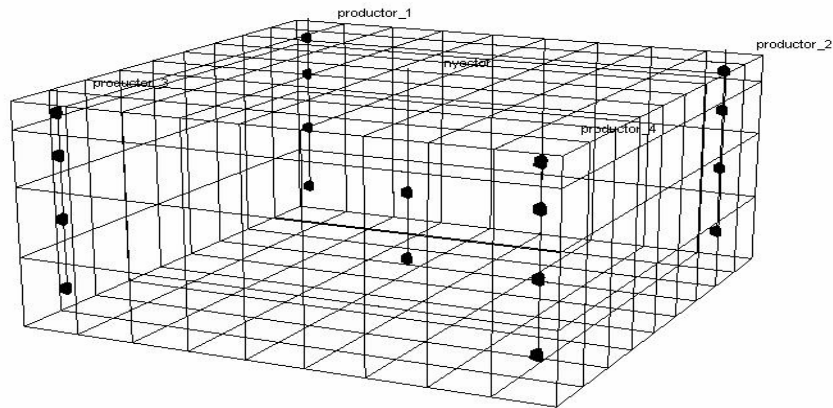
En las figuras 32 y 33 se pueden observar las perforaciones de cada uno de los pozos productores, los cuales están cañoneados en las cuatro formaciones productoras, mientras que el pozo inyector solamente se cañoneo en las dos formaciones inferiores con el fin de aprovechar el fenómeno de segregación gravitacional.

Figura 32. Dimensiones del enmallado en una vista seccional, coordenadas cartesianas (X, Z).



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 33. Perforaciones de los pozos productores y del pozo inyector.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.4.1.2 Propiedades de la roca. Estos parámetros son importantes para conocer como se va a comportar el proceso de inyección continua de vapor.

Tabla 14. Propiedades de la roca del modelo base.

| PROPIEDADES DE LA ROCA | | | |
|---|----------------|----------------|------------------|
| | Kh (md) | Kv (md) | Porosidad |
| Capa 1 | 2000 | 1000 | 0.3 |
| Capa 2 | 1000 | 500 | 0.3 |
| Capa 3 | 500 | 250 | 0.3 |
| Capa 4 | 2000 | 1000 | 0.3 |
| Conductividad térmica: 24 BTU/ft-D-°F | | | |
| Capacidad calorífica: 35 BTU/ft3-°F | | | |
| Compresibilidad efectiva: 5*10-4 psi-1 | | | |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

Se presentan las permeabilidades horizontales y verticales de cada una de las formaciones productoras, además de su porosidad, con el fin de poder interpretar como se comportará el flujo del vapor inyectado en el yacimiento.

La conductividad térmica y la capacidad calorífica son valores para poder determinar que cantidad de calor es capaz de almacenar y de transmitir la roca.

3.4.1.3 Propiedades del crudo. Con el conocimiento de estas propiedades se puede calcular que tan pesado es el crudo y cual será su comportamiento cuando se inicie el proceso de inyección continua de vapor.

Tabla 15. Propiedades del crudo presente en el modelo base.

| PROPIEDADES DEL CRUDO | | |
|---|---|--|
| Densidad: 60.68 lb/ft ³ | Compresibilidad: 5*10 ⁻⁶ psi ⁻¹ | Peso molecular: 600 lb/lbmol |
| Coefficiente de expansión térmica: 3.8*10 ⁻⁴ °R ⁻¹ | | |
| Constante de calor específico: 0.5 BTU/lbmol-°R | | |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

En el artículo se presenta una tabla del comportamiento de la viscosidad del crudo con el incremento de la temperatura, (tabla 16).

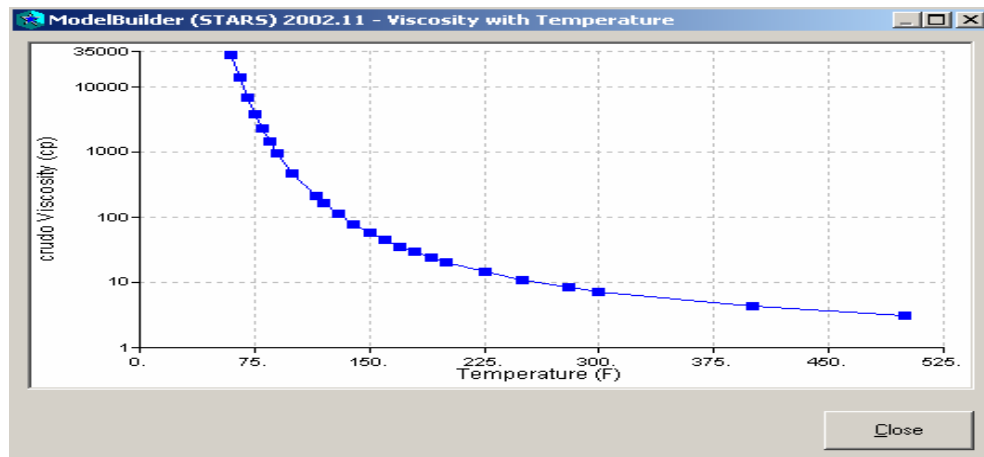
Al introducir estos datos en el simulador, se presento un problema con la temperatura inicial del yacimiento que es de 60°F, dato que no es presentado en la tabla. Para solucionar este problema se utilizó la ecuación de Andrade para calcular la viscosidad a esta temperatura como se puede observar en la figura 34.

Tabla 16. Datos de temperatura y de viscosidad del crudo del modelo base.

| TEMPERATURA (°F) | VISCOSIDAD (cP) |
|------------------|-----------------|
| 75 | 5780 |
| 100 | 1380 |
| 150 | 187 |
| 200 | 47 |
| 250 | 17.4 |
| 300 | 8.5 |
| 400 | 5.2 |
| 500 | 2.5 |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

Figura 34. Comportamiento de la viscosidad del crudo con el incremento de la temperatura.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.4.1.4 Permeabilidades relativas. Se presentan en el artículo², y se utilizan para construir las graficas de saturaciones contra permeabilidades relativas, cuyos valores se especifican en la tabla 17.

Tabla 17. Permeabilidades relativas para el modelo base.

| PARAMETRO | VALOR | PARAMETRO | VALOR |
|-----------|-------|-----------|-------|
| Krwro | 0.16 | Sgcon | 0 |
| Krocw | 0.55 | Sorw | 0.15 |
| Krgro | 0.2 | Sorg | 0 |
| Krocg | 0.55 | Soirw | 0.15 |
| Swrc | 0.31 | Soirg | 0 |
| Sgrc | 0 | Nw | 2.5 |
| Swcon | 0.31 | Now | 2 |
| nog | 2 | Ng | 1.5 |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

$$K_{rw} = K_{rwro} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{orw} - S_{wir}} \right)^n \quad (20)$$

$$K_{row} = K_{roiw} \left(\frac{1 - S_{orw} - S_w}{1 - S_{orw} - S_{iw}} \right)^n \quad (21)$$

$$K_{rog} = K_{roiw} \left(\frac{1 - S_{iw} - S_{org} - S_g}{1 - S_{org} - S_{iw}} \right)^n \quad (22)$$

$$K_{rg} = K_{rgro} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{iw}} \right)^n \quad (23)$$

En donde,

K_{rw} : Permeabilidad relativa del agua.

K_{rwro} : Permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual.

K_{row} : Permeabilidad relativa del aceite respecto al agua.

K_{roiw} : Permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite intersticial.

K_{rog} : Permeabilidad relativa del aceite respecta al gas.

K_{rg} : Permeabilidad relativa del gas.

K_{rgro} : Permeabilidad relativa del gas a la saturación de aceite residual.

S_{iw} : Saturación de agua intersticial.

S_W : Saturación de agua.

S_{Wir} : Saturación de agua irreducible.

S_{iw} : Saturación de agua intersticial.

S_{orw} : Saturación de aceite residual en un sistema agua / aceite.

S_{org} : Saturación de aceite residual en un sistema de gas / aceite.

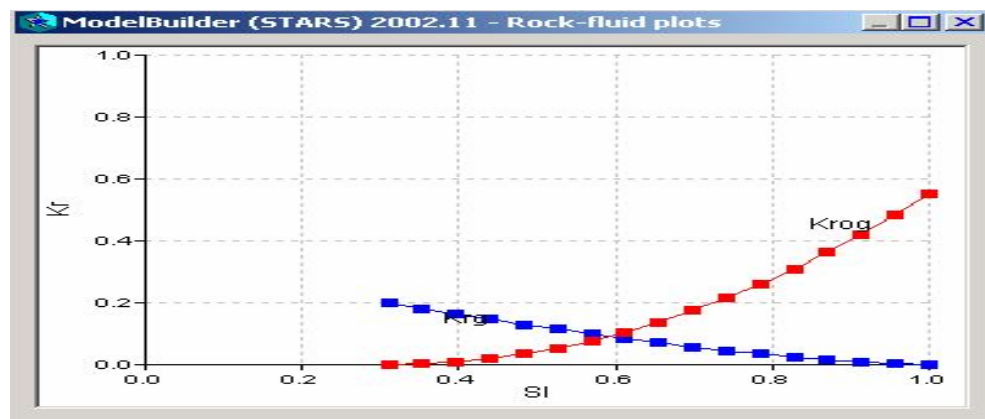
S_{gc} : Saturación de gas crítica.

S_g : Saturación de gas.

n: Exponente de la correlación.

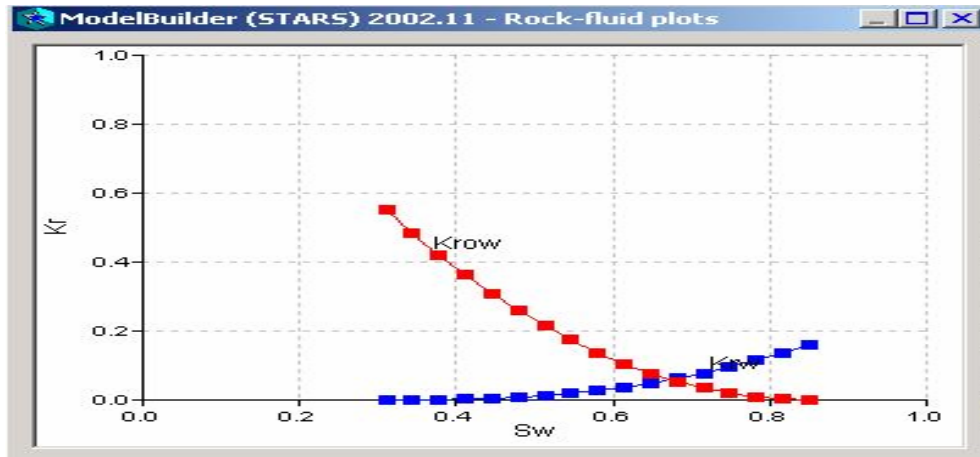
Mediante las anteriores ecuaciones se construyen las graficas de saturación para sistemas de gas / aceite y agua / aceite, las cuales permiten obtener los valores de permeabilidad absoluta y calcular así mediante la ecuación de Darcy los caudales de producción de fluidos.

Figura 35. Curva de saturación para el sistema gas aceite.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 36. Curva de saturación para el sistema agua aceite.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.4.1.5 Condiciones iniciales del yacimiento. Indica en que condiciones se encuentra el yacimiento o el campo en el momento de iniciar el proceso de inyección continua de vapor (después del proceso de producción primaria), las cuales se pueden observar en la tabla 18.

Tabla 18. Datos de las condiciones iniciales del yacimiento en el momento de comenzar el proceso de inyección continua de vapor.

| CONDICIONES INICIALES | |
|--|--------------------------|
| Saturación de aceite: 0.55 | Saturación de agua: 0.45 |
| Temperatura del yacimiento: 125°F | |
| Presión inicial del yacimiento: 75 psia a 1500 ft. | |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

3.4.1.6 Condiciones de operación. Indica bajo que restricciones trabajarán los pozos productores y el pozo inyector que se construyen durante la simulación, las cuales se observan en la tabla 19.

Tabla 19. Condiciones operativas de los pozos presentes en el piloto de inyección.

| CONDICIONES DE OPERACIÓN | | | | |
|---|---------------------------------|--------------------------|---|---------------------------|
| Parámetros de inyección | | | | |
| | Temperatura de inyección | Calidad del vapor | Tiempo de Inyección | Rata de inyección. |
| Pozo inyector | 450 °F | 0.7 | 10 años | 200 bbl / día |
| Máxima presión: 1000 Psia | | | Máxima rata: 200 bbl / día | |
| Parámetros de producción. | | | | |
| Mínima presión de fondo: 17 psia | | | Máx. rata de líquidos: 1000 STB/Dia | |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

3.4.1.7 Simulación del proceso de inyección continúa de vapor. Después de introducir todas las propiedades de yacimiento y de los fluidos, se realizó la correspondiente “corrida” del proceso, primero con el pozo inyector cerrado (simulación en frío o por empuje natural) para observar el comportamiento del campo en flujo natural, y luego con el pozo inyector abierto, inyectando vapor a 450°F con una calidad de 0.7 durante un período de tiempo de 10 años.

En las tablas 20 y 21 se observan algunos de los resultados de cada una de estas corridas.

Durante la etapa de flujo natural se produce muy poco crudo por lo que no es rentable tenerlo produciendo bajo este método. Cuando se comienza con la inyección de vapor, se incrementa rápidamente la producción de crudo, tanto instantánea como acumulativa, como se puede observar en las figuras 37 y 38.

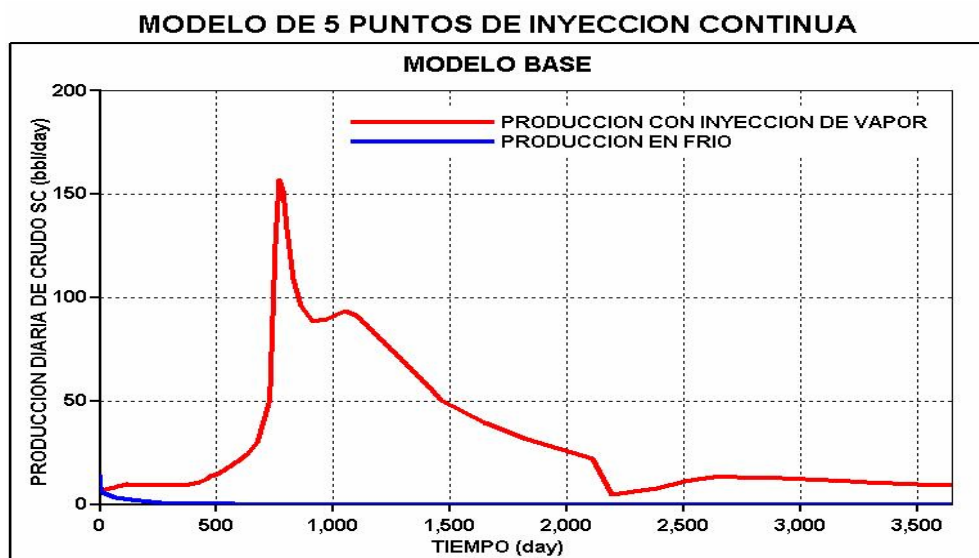
Tabla 20. Respuestas del simulador durante el flujo natural.

| PRODUCCION EN FRIO. | | |
|---------------------|------------|-------|
| FECHA | PRODUCCION | |
| | AGUA | CRUDO |
| 1990/01/01 | 316.7 | 14.24 |
| 1990/02/03 | 87.0 | 4.79 |
| 1990/05/18 | 36.9 | 2.13 |
| 1991/01/01 | 2.93 | 0.17 |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

Para la figura 37, de producción instantánea de crudo con inyección continúa de vapor se observa un pico en la producción, el cual se produce debido a el aumento de la temperatura en el yacimiento lo que conlleva a la reducción de la viscosidad del crudo contenido en el yacimiento, además del empuje que produce el vapor inyectado sobre el frente de crudo y la represurización del yacimiento y que indica que se ha producido la ruptura del vapor en los pozos productores.

Figura 37. Producción instantánea de crudo del modelo base.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Tabla 21. Respuestas del simulador durante el proceso de inyección continúa de vapor.

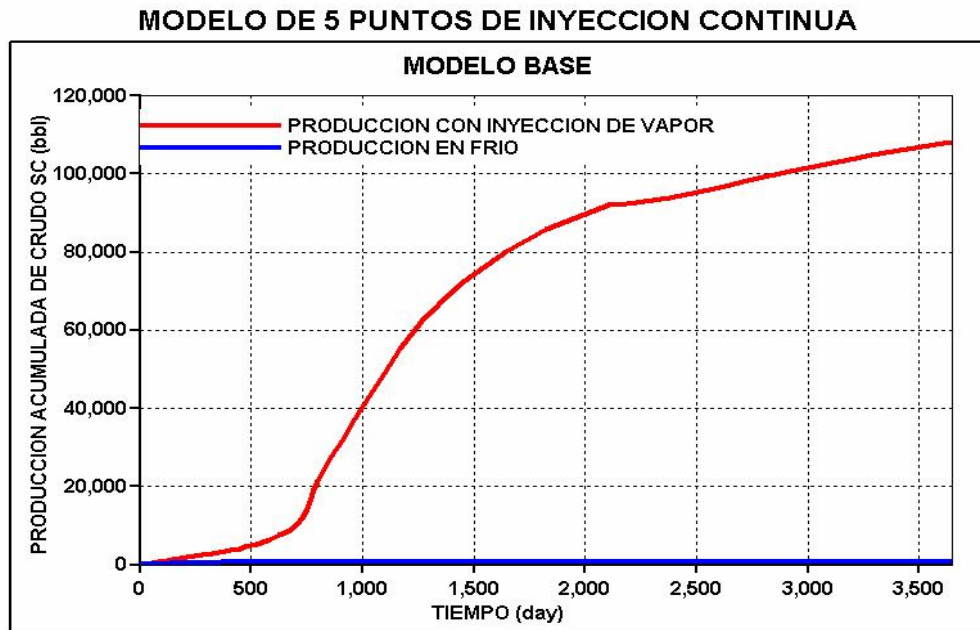
| PRODUCCION CON INYECCION DE VAPOR. | | |
|---|-------------------|--------------|
| FECHA | PRODUCCION | |
| | AGUA | CRUDO |
| 1990/01/01 | 316.7 | 14.24 |
| 1990/02/03 | 140.3 | 7.26 |
| 1990/05/18 | 216.3 | 9.46 |
| 1991/01/01 | 195.1 | 9.302 |
| 1992/01/01 | 232 | 56.96 |
| 1992/02/09 | 486.7 | 157.1 |
| 1993/01/01 | 188 | 91.29 |
| 1994/01/01 | 156.3 | 39.36 |
| 1995/01/01 | 150.3 | 31.58 |
| 1996/01/01 | 65.45 | 4.58 |
| 1997/01/01 | 125.7 | 12.22 |
| 1998/01/01 | 157.5 | 12.72 |
| 1999/01/01 | 162.5 | 10.94 |
| 2000/01/01 | 162 | 9.03 |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

El segundo y tercer aumento en la curva de producción implica que comienzan a producir las capas con valores de permeabilidad más bajos.

Cuando alcanza su máximo valor se dice que ocurre la ruptura, es decir el vapor comienza a producirse por los pozos productores, y se detecta mediante la medición de la temperatura en cabeza de los pozos productores, y por la disminución de la rata en la producción de crudo.

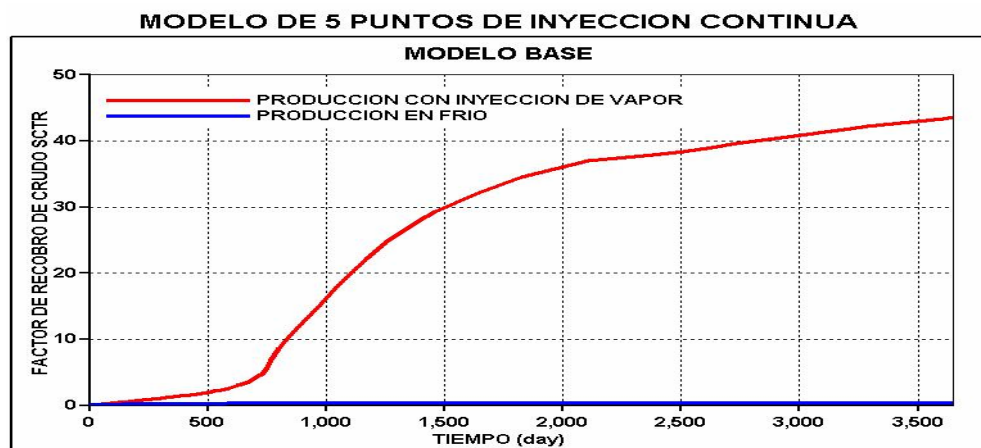
Figura 38. Producción acumulada de crudo del modelo base.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se puede apreciar que el factor de recobro aumenta considerablemente con la implementación del proceso de inyección continúa de vapor como se ve en la figura 39, hasta alcanzar aproximadamente un 43%, lo que indica que este proceso es un método efectivo para la recuperación del crudo en el yacimiento.

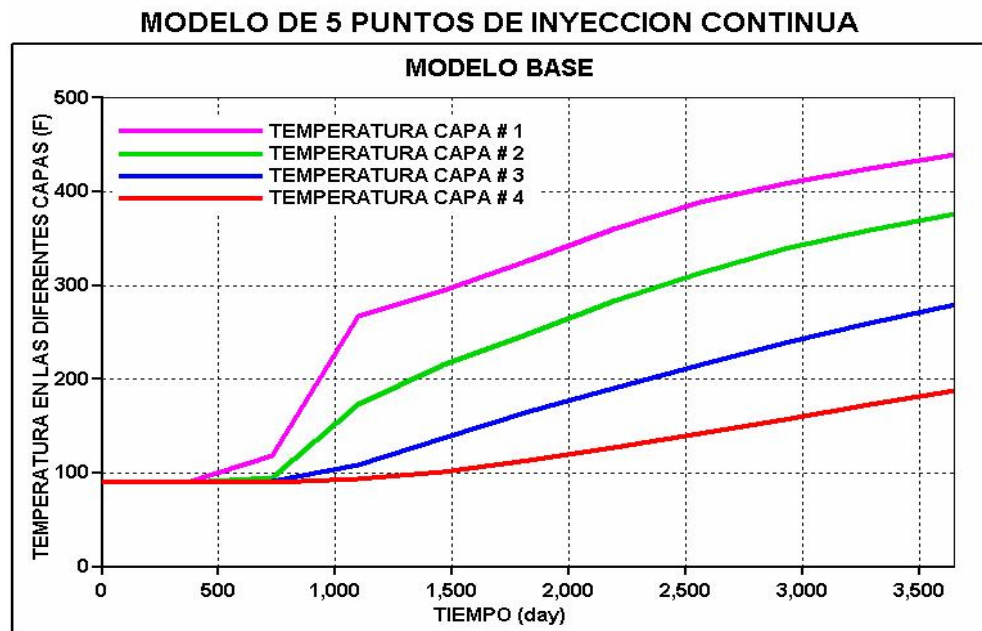
Figura 39. Factor de recobro del modelo base.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Es importante conocer como se distribuye la temperatura dentro de las diferentes capas del yacimiento, con el fin de ver como se esta comportando el vapor inyectado. Estos perfiles de temperatura indican que se esta produciendo el fenómeno de segregación gravitacional, en el cual el vapor tiende a desplazarse hacia la parte superior de la formación hasta encontrar una capa impermeable, originando que la temperatura aumente más en las capas superiores.

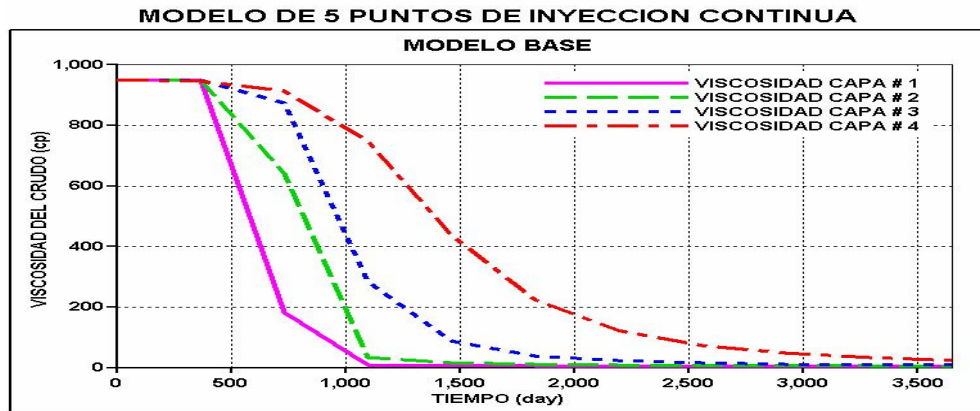
Figura 40. Distribución de temperaturas en las diferentes capas del yacimiento del modelo base.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

A medida que aumenta la temperatura en las diferentes capas del yacimiento, la viscosidad del crudo se va reduciendo proporcionalmente a este aumento como se observa en la figura 41. Lo que hace que la producción de crudo aumente considerablemente antes del tiempo de ruptura y el crudo se desplace mucho más fácilmente que cuando se encuentra a la temperatura de yacimiento.

Figura 41. Distribución de la viscosidad en las diferentes capas del yacimiento para el modelo base.

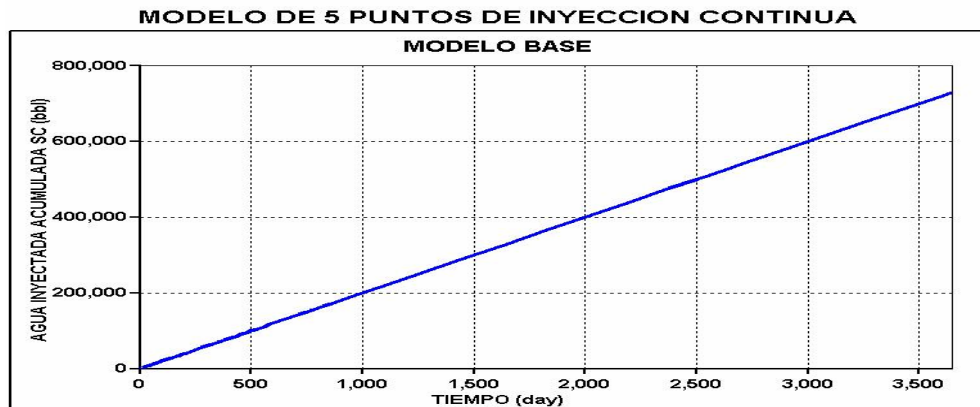


Fuente: Simulador STARS de CGM.

El proyecto de inyección de vapor se planeo originalmente para inyectar en el yacimiento 200 bbl/d de vapor con una calidad de 0.7 y una temperatura de 450°F, lo que significa que para el periodo de simulación de 10 años se deberían inyectar teóricamente 730000 bbl de vapor.

En la figura 42, se puede observar que efectivamente a los 10 años de inyección de vapor, el yacimiento recibió los 730000 bbl, lo que significa que aún no se ha represurizado ni llenado completamente el yacimiento, por lo que se podría pensar en un aumento de la tasa de inyección de vapor.

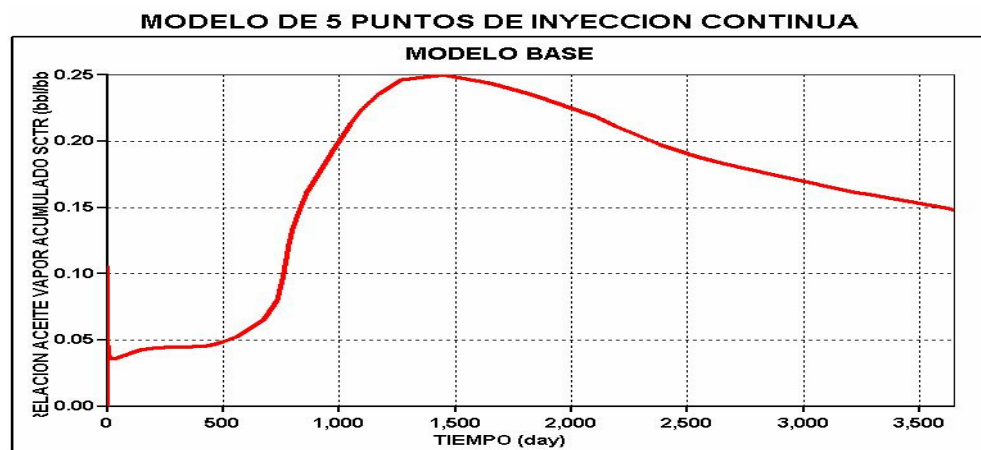
Figura 42. Agua acumulada inyectada en el yacimiento, para el modelo base.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Una de las gráficas más importantes a la hora de planear un proceso de inyección continua de vapor, es la de la relación aceite / vapor “RAV”, ya que con ella se pueden estimar los costos operacionales debido a que nos enseña la cantidad de vapor (BCWEPD)¹⁰ necesaria para la recuperación del crudo del yacimiento.

Figura 43. Relación aceite / vapor, para el modelo base.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.4.2 Construcción del modelo homogéneo.

La construcción de este modelo homogéneo se realiza con el objetivo de observar y de analizar su comportamiento durante la implementación y desarrollo de un proceso de inyección continua de vapor, además de comparar sus resultados con los resultados obtenidos con el modelo base.

Se busca observar la forma del barrido de la zona productora por parte del frente de vapor, y los diferentes fenómenos de empuje que se presentan en el modelo, como la disminución de la viscosidad del crudo y el efecto de segregación gravitacional.

¹⁰ (BCWEPD) Siglas del idioma inglés que hacen referencia a barriles de agua fría equivalente por día, cuando se habla de vapor inyectado.

Para la construcción del modelo homogéneo se toman los datos del modelo base y se varían las propiedades de la roca (tabla 22) y las dimensiones de las celdas del enmallado tabla 23.

Tabla 22. Propiedades de la roca del modelo homogéneo.

| PROPIEDADES DE LA ROCA | | | |
|---|----------------|----------------|------------------|
| | Kh (md) | Kv (md) | Porosidad |
| Capa 1 | 1312.5 | 656 | 0.3 |
| Capa 2 | 1312.5 | 656 | 0.3 |
| Capa 3 | 1312.5 | 656 | 0.3 |
| Capa 4 | 1312.5 | 656 | 0.3 |
| Conductividad térmica: 24 BTU/ft-D-°F | | | |
| Capacidad calorífica: 35 BTU/ft3-°F | | | |
| Compresibilidad efectiva: 5*10-4 psi-1 | | | |

Para calcular las permeabilidades en cada capa se realizó la siguiente operación.

$$K = \left(\left(\frac{2000 * 10}{80} \right) + \left(\frac{500 * 20}{80} \right) + \left(\frac{1000 * 25}{80} \right) + \left(\frac{2000 * 25}{80} \right) \right) = 1312.5(md) \quad (24)$$

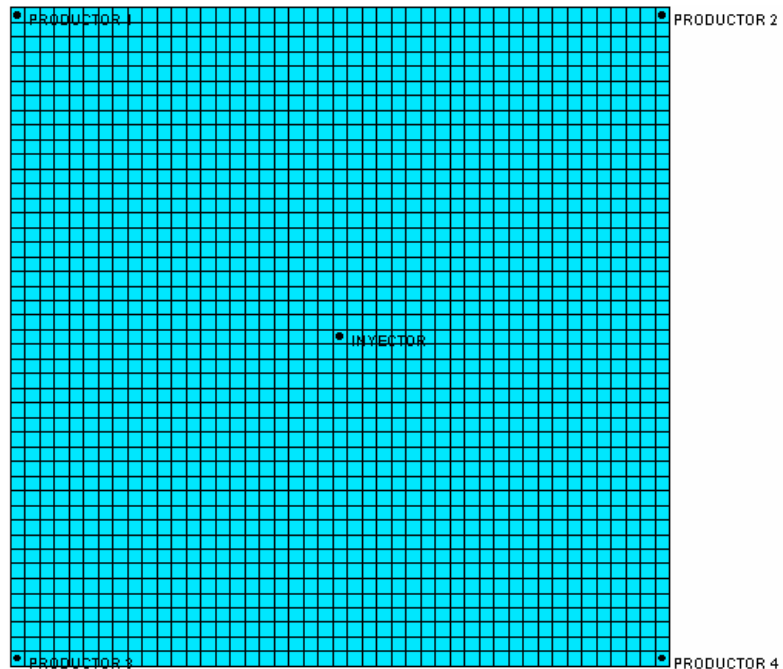
En la construcción del modelo homogéneo (figura) se utilizó un enmallado de 45 bloques en la dirección (i), 45 bloques en la dirección (j) y 4 bloques en la dirección (k), para un total de 8100 celdas, mientras que el modelo base utilizó 324 celdas.

Tabla 23. Descripción del enmallado del modelo homogéneo.

| ENMALLADO | | |
|---|--------------------------------|------------------------------------|
| TIPO: cartesiano. | COORDENADAS: x ,y ,z | DIMENSIONES: 45 * 45 * 4 |
| AREA: 2.5 Acres. | CELDAS: 7.333 ft. | TOPE: 1500 ft |
| ESPESOR DE CADA CAPA: 10, 20, 25, 25 FT. | | |

Fuente: Artículo #13510 de la SPE.

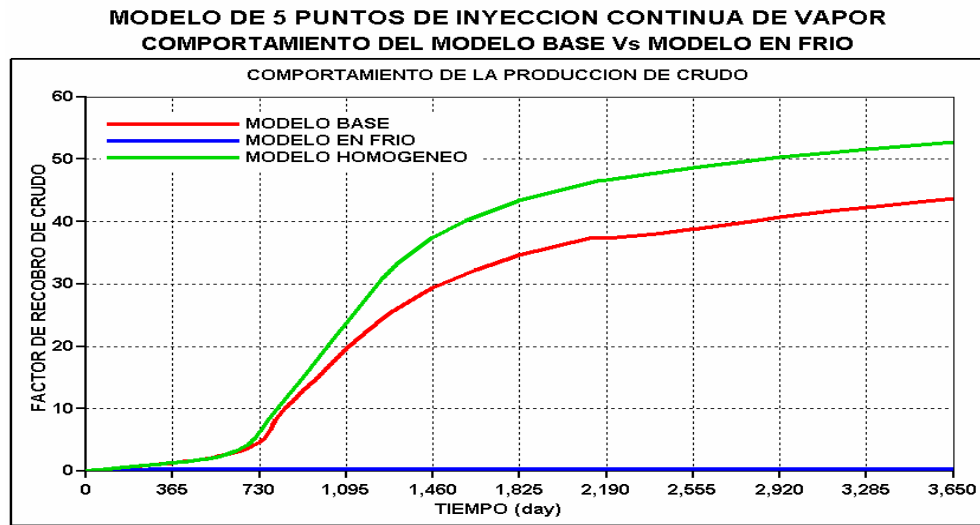
Figura 44. Enmallado para el modelo homogéneo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Debido a una mayor eficiencia de barrido causado por las propiedades homogéneas del modelo, el comportamiento de la curva de factor de recobro es mayor a la del modelo base (figura 45), lo que representa un aumento en la producción de 12000 bbl .

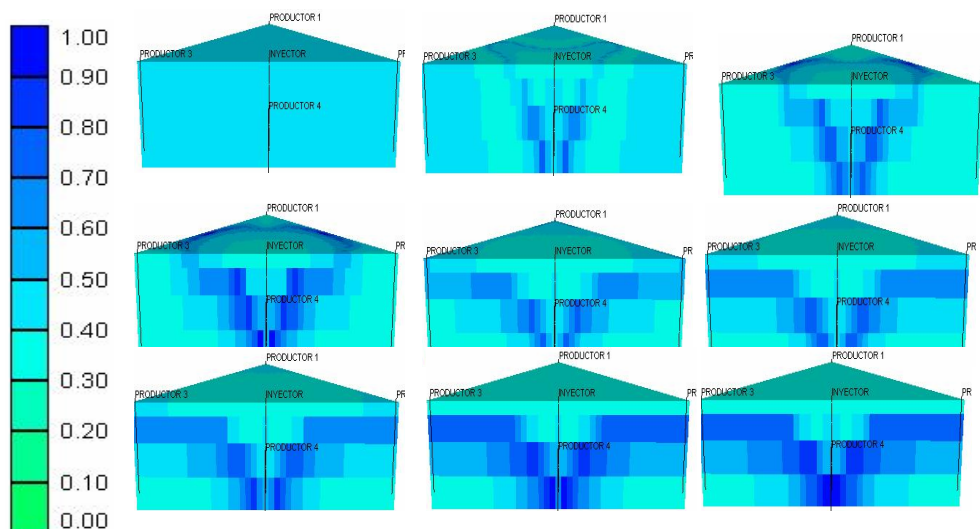
Figura 45. Comparación de los factores de recobro para los diferentes modelos realizados.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

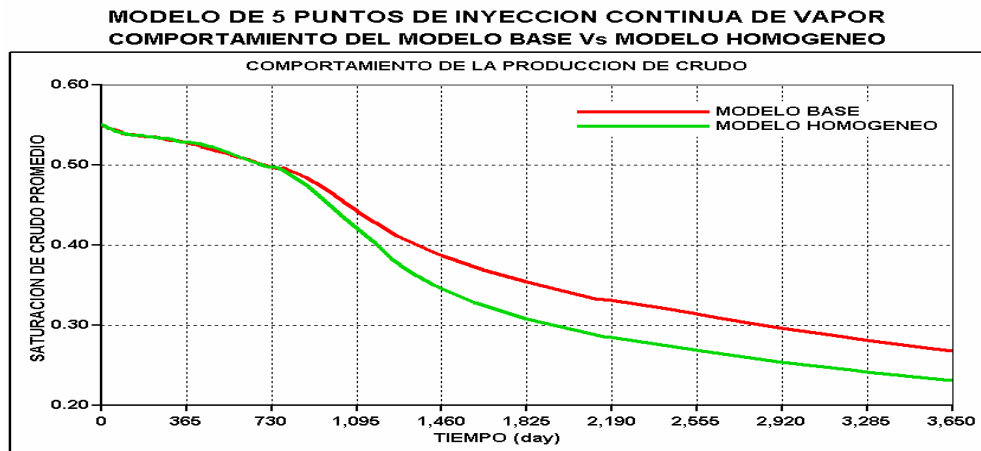
El fenómeno de segregación gravitacional se observa durante la inyección de vapor en el modelo homogéneo de manera más uniforme que en el modelo base, en la figura 46, se observa que el vapor tiende a irse hacia las capas superiores hasta encontrar una capa impermeable, ocasionando un mejor barrido de las zonas productoras superiores que de las inferiores.

Figura 46. Comportamiento del vapor inyectado en el modelo homogéneo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

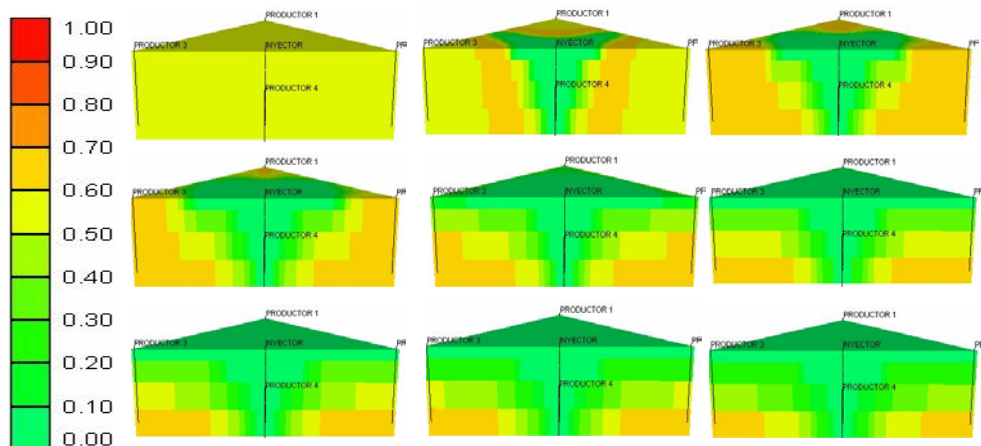
Figura 47. Comparación del comportamiento de las saturaciones promedio del modelo base Vs modelo homogéneo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

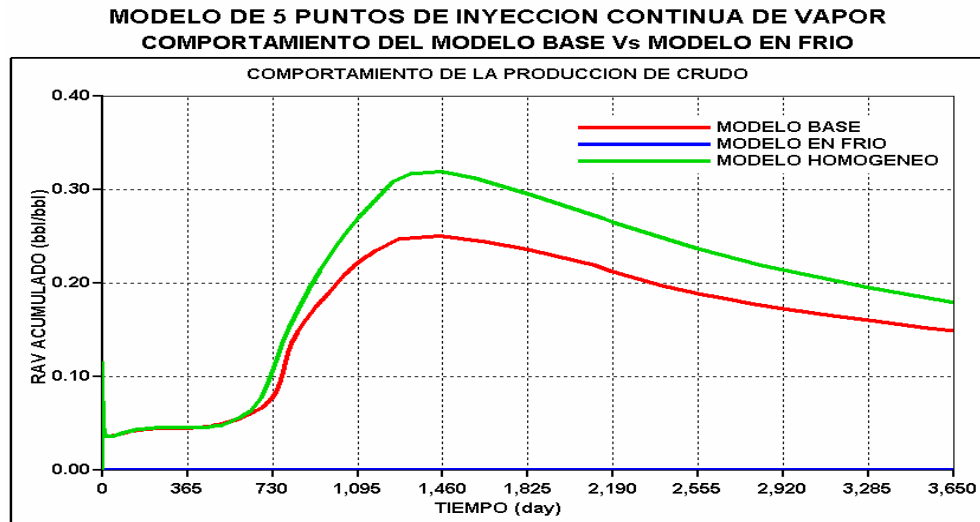
En la figura 48 se puede apreciar el avance del frente del crudo desde el pozo inyector en el centro del patrón, hacia los pozos productores ubicados en las esquinas. La saturación de crudo disminuye más rápidamente en las capas productoras superiores debido al efecto de segregación gravitacional originado por el vapor inyectado. La saturación inicial de crudo es de 0.55, luego del periodo de simulación disminuye a 0.065 en algunas partes del patrón.

Figura 48. Comportamiento de la saturación de crudo en el modelo homogéneo



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 49. Comparación del comportamiento de la relación aceite - vapor del modelo base Vs modelo homogéneo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Debido a que la permeabilidad de las capas productoras es constante en el modelo homogéneo, se necesita una menor cantidad de vapor como lo indica la curva de RAV.

3.5 VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERATIVOS.

La variación de los parámetros operativos se realizó para los principales parámetros que se han trabajado en la literatura, y se clasificaron en parámetros operacionales que son aquellos que pueden ser variados en un proceso de inyección continua de vapor y en parámetros de yacimiento, los cuales no pueden ser variados a voluntad, pues son los que definen el yacimiento y sus características, pero si se pueden variar con el simulador para ver como se comportará determinada operación si el yacimiento tuviese esas propiedades.

En la tabla 24 se presentan los parámetros operativos que se modificaron en las diferentes corridas del simulador.

Tabla 24. Variación de los parámetros operacionales.

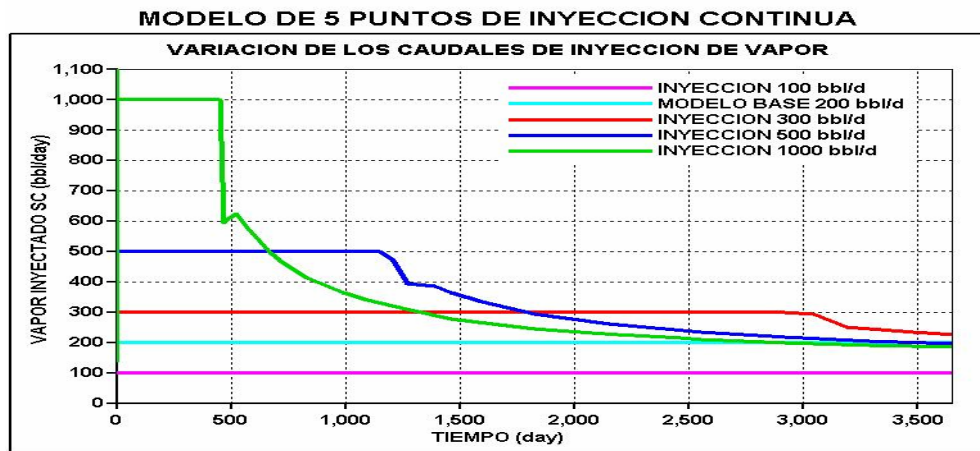
| PARAMETRO | VALORES | UNIDADES |
|--|-------------------------------|-----------|
| Calidad de vapor | 0.5, 0.6, 0.7, 0.8 | Fracción |
| Caudal de inyección | 50, 100, 200, 300, 500, 1000 | bbl / día |
| Variación del caudal de inyección después del tiempo de ruptura. | 100, 200, 300, 500, 1000 | bbl / día |
| Espaciamiento entre pozos. | 1.5, 2, 2.5, 3, 2.5, 4 | Acres |
| Presión de inyección. | 100, 200, 300, 400, 500, 1000 | PSI |
| Presión de producción. | 17, 30, 40, 50 | PSI |
| Estimulación de pozos productores | 200, 500, 1000 | bbl / día |

Fuente: Miguel Ángel Medina, autor del proyecto.

3.5.1 Variación del caudal de vapor inyectado. Es importante conocer el valor óptimo del caudal de inyección de vapor a una tasa constante, con el fin de disminuir costos de inyección del vapor, ya que a mayor caudal, mayor es el tamaño y la potencia necesaria de las bombas que se utilizan para la inyección continua de vapor.

En la construcción del modelo base se trabaja con un caudal de inyección de vapor de 200 bbl/d (dato tomado del artículo de la SPE # 13510 "Fourth SPE comparative solution project: Comparison of steam injection simulators."). Este parámetro se varió a 50, 100, 300, 500, y 1000 bbl/d.

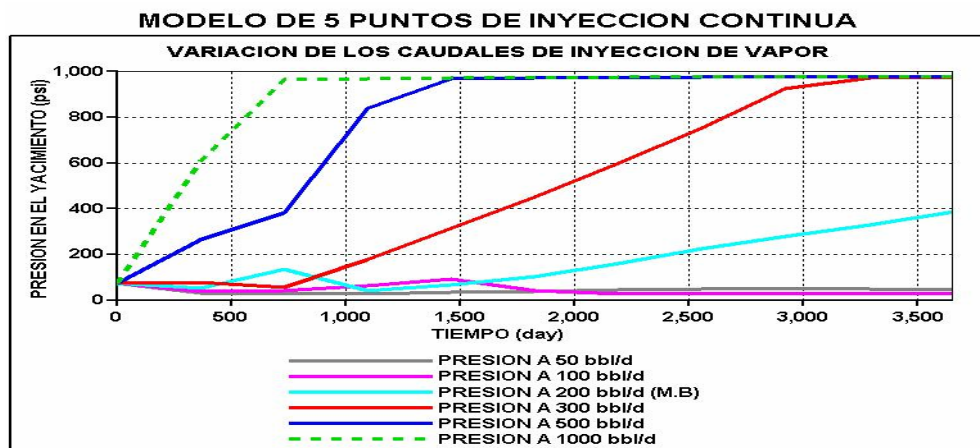
Figura 50. Inyectividad de vapor en el yacimiento, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

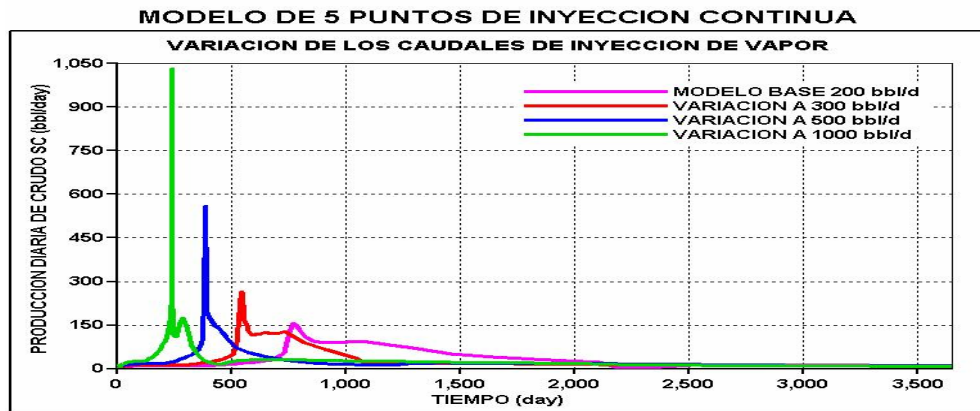
Se observa en la figura 50 que entre menor sea el caudal de inyección de vapor, el yacimiento recibe todo el vapor que se le inyecte, sin oponer una mayor resistencia, como ocurre para los caudales de 50, 100 y 200 bbl/d de vapor inyectado como se observa en la figura 44. A medida que el caudal de inyección aumenta, el yacimiento va disminuyendo su receptividad, debido principalmente a las fuerzas viscosas presentes en el yacimiento y a que el yacimiento recobra su presión (figura 51).

Figura 51. Comportamiento de la presión del yacimiento debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

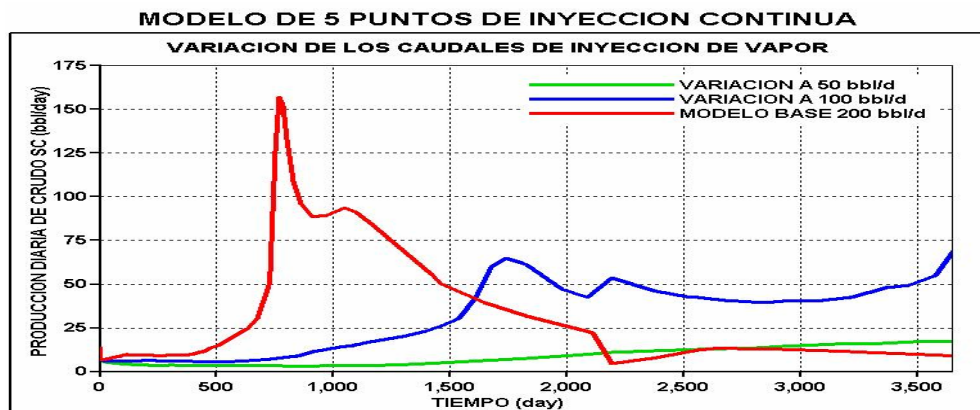
Figura 52a. Producción instantánea de crudo, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Para la producción diaria de crudo (Figura 52a) se observa que para valores más elevados de caudal de inyección, se presentan varios fenómenos en el yacimiento, el primero es el calentamiento rápido de la formación causando una pronta disminución de la viscosidad del crudo, y además se produce un mayor empuje del crudo en el yacimiento por el vapor inyectado, causando que se presente un pico en la producción instantánea de crudo, antes del tiempo de ruptura; después del cual la producción diaria disminuye rápidamente debido a que en el pico ocurre la irrupción del vapor en los pozos productores.

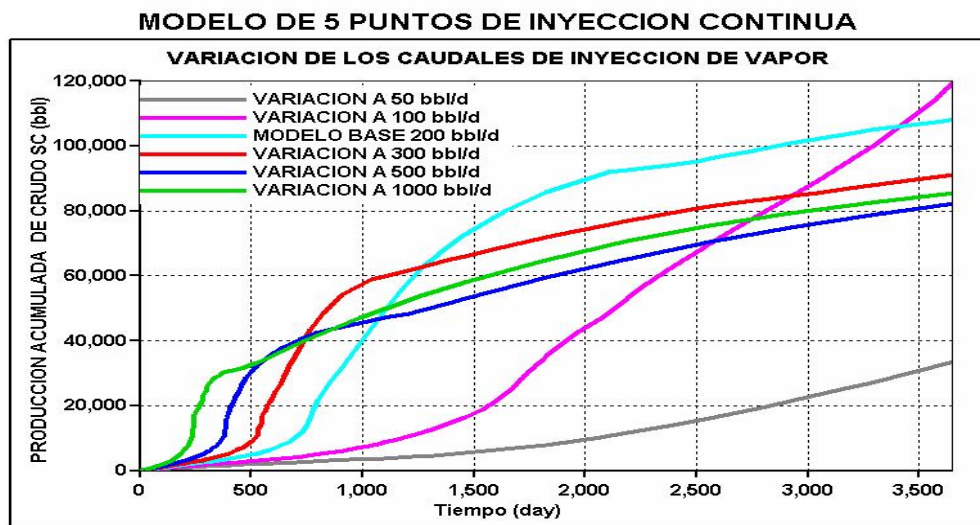
Figura 52b. Producción instantánea de crudo, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

En la figura 52b se presentan valores de caudales menores al caudal del modelo base, en los cuales se presenta una lenta respuesta del vapor en los pozos productores (ruptura), o no se presenta durante el tiempo de la simulación (10 años), además de una producción menor a la obtenida del modelo base. Se presenta en una figura aparte por efectos de la escala.

Figura 53. Producción acumulada de crudo, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.



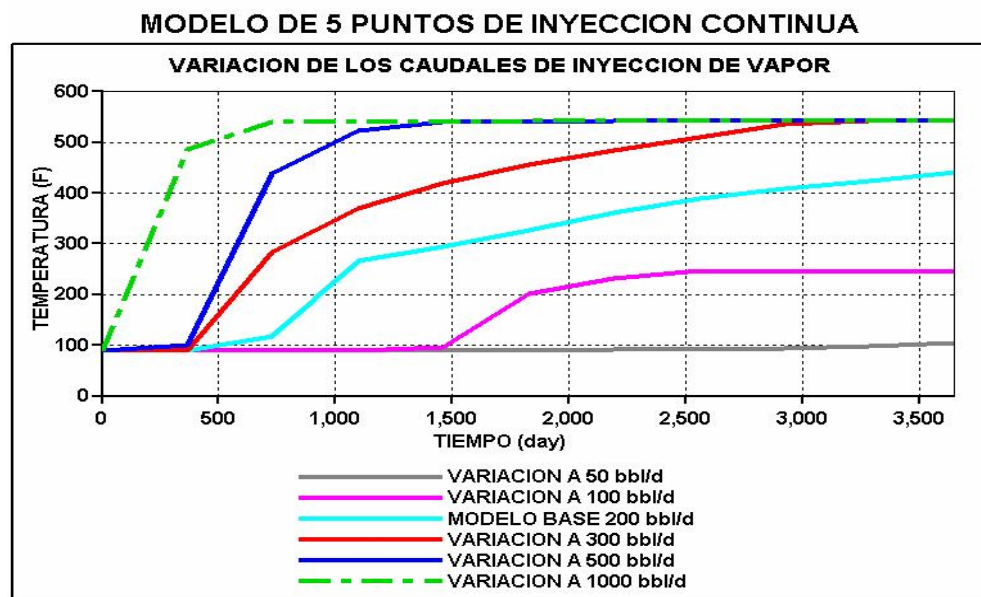
Fuente: Simulador STARS de CGM.

Para la producción acumulada de crudo, la figura 53, muestra que para caudales elevados durante los primeros años de ejecución del proyecto la producción es mayor que la del modelo base, pero después de un tiempo esta disminuye considerablemente, por lo que a menores caudales de inyección de vapor, mayor es la eficiencia de barrido que se presenta en el yacimiento, lo que genera un aumento en la producción de crudo, pero esto no se cumple para caudales de inyección muy bajos.

Para conocer como es la distribución de los perfiles de temperatura en la capa superior del yacimiento, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor, se puede observar la figura 54, en la que se observa que entre mayor

sea el caudal de inyección de vapor, el yacimiento se calienta más rápidamente, hasta alcanzar un valor de 550 °F, en el cual se mantendrá constante, haciendo que la producción diaria de crudo sea más elevada durante la etapa temprana de la simulación.

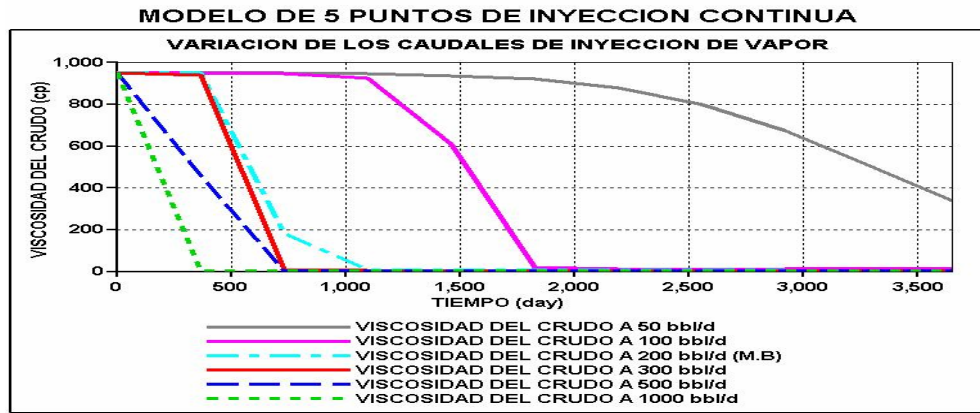
Figura 54. Perfiles de temperatura, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Por el rápido aumento de la temperatura del yacimiento cuando se inyectan caudales altos de vapor, la viscosidad del crudo disminuye más rápidamente (figura 55), causando un aumento en el pico de producción de crudo instantáneo, para luego disminuir abruptamente, lo que ocurre debido a las grandes pérdidas de calor a las estratos de roca suprayacente y subyacente, que se producen para cada variación de caudal de inyección de vapor como se puede observar en la figura 56.

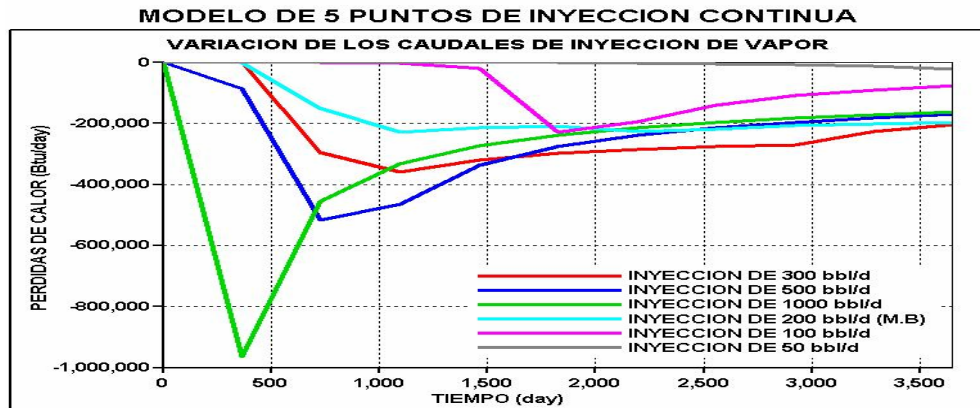
Figura 55. Comportamiento de la viscosidad del crudo debido a los diferentes caudales de inyección.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Las graficas más importantes para el análisis de sensibilidad en la variación de un patrón operativo son la gráfica del factor de recobro y la gráfica de relación aceite – vapor.

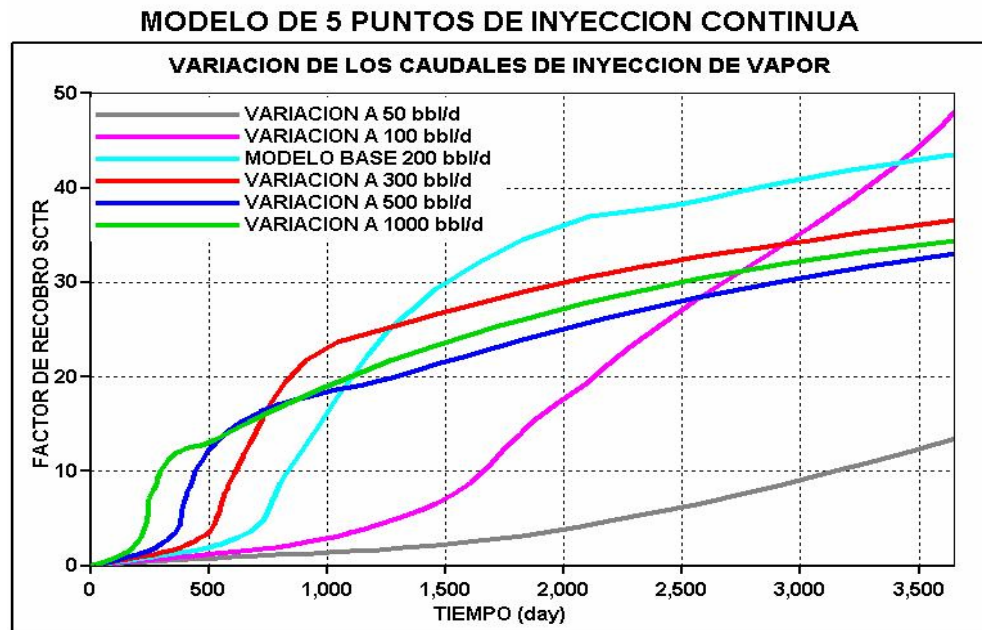
Figura 56. Perdidas de calor debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

El factor de recobro proporciona información acerca de cuanto crudo se puede recuperar del petróleo original en el yacimiento con cada una de las variaciones realizadas al modelo de inyección de vapor.

Figura 57. Factor de recobro de crudo debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.

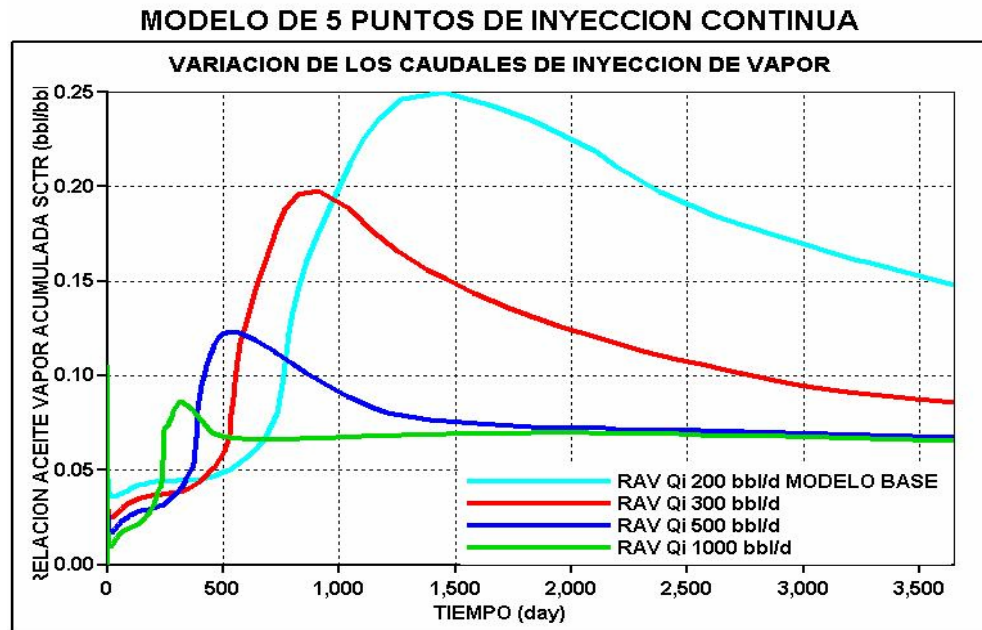


Fuente: Simulador STARS de CGM.

Para este caso en particular se observa que las mejores respuestas se obtienen con el caudal de inyección de vapor del modelo base y con la disminución del caudal de inyección de vapor a 100 bbl/d, que son los dos valores con los cuales el factor de recobro es más alto hacia el final del tiempo de simulación (10 años), como se observa en la figura 57.

Para escoger el caudal adecuado de inyección, uno de los parámetros más importantes que se deben tener en cuenta es la razón aceite – vapor “RAV”, que es un indicador económico, y permite conocer cuanto vapor se necesita para la producción del crudo. Entre mayor sea el valor del RAV, menor es la cantidad de vapor necesario a inyectar para alcanzar la recuperación de crudo estimada en las figura 58.

Figura 58. Relación aceite / vapor, debido a los diferentes caudales de inyección de vapor.

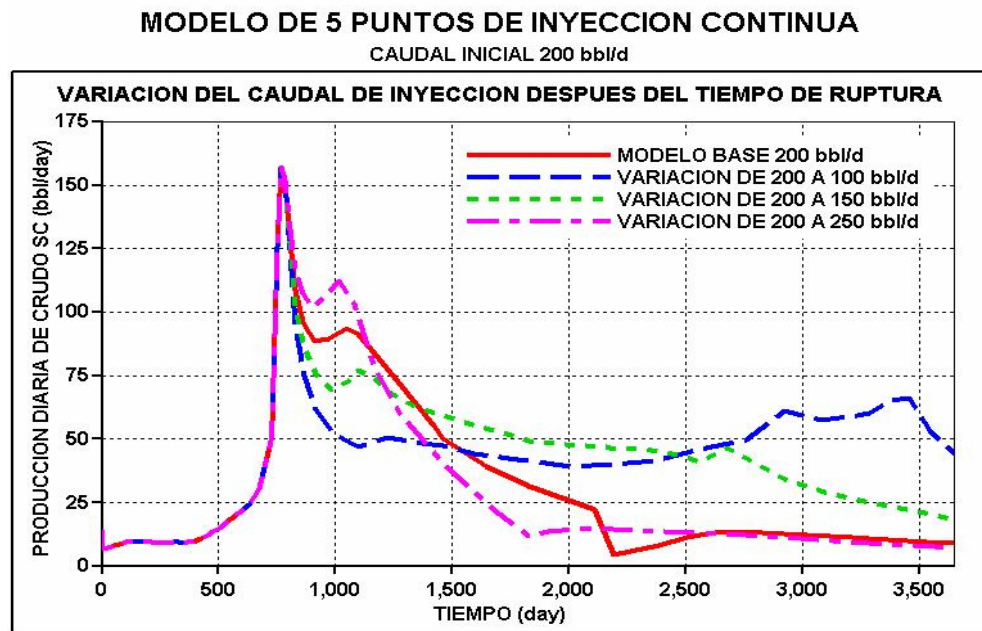


Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.5.2 Variación del caudal de vapor inyectado después del tiempo de ruptura. Este parámetro es importante en el proceso de inyección continua de vapor, debido a que se aumenta la eficiencia de barrido del yacimiento por medio del vapor cuando se disminuye el caudal de inyección, haciendo que el proceso sea más eficaz con un aumento considerable de la producción de crudo, comparada con una tasa constante durante todo el tiempo del proceso (simulación).

El caudal de inyección de vapor manejado por el modelo base, es de 200 bbl/d, cuando se llega al tiempo de ruptura, que para este caso se presenta a los 769 días (2 años y 2 meses después de comenzada la simulación), se hace la variación del caudal de inyección de vapor a los siguientes valores: 100, 150 y 250 bbl/d.

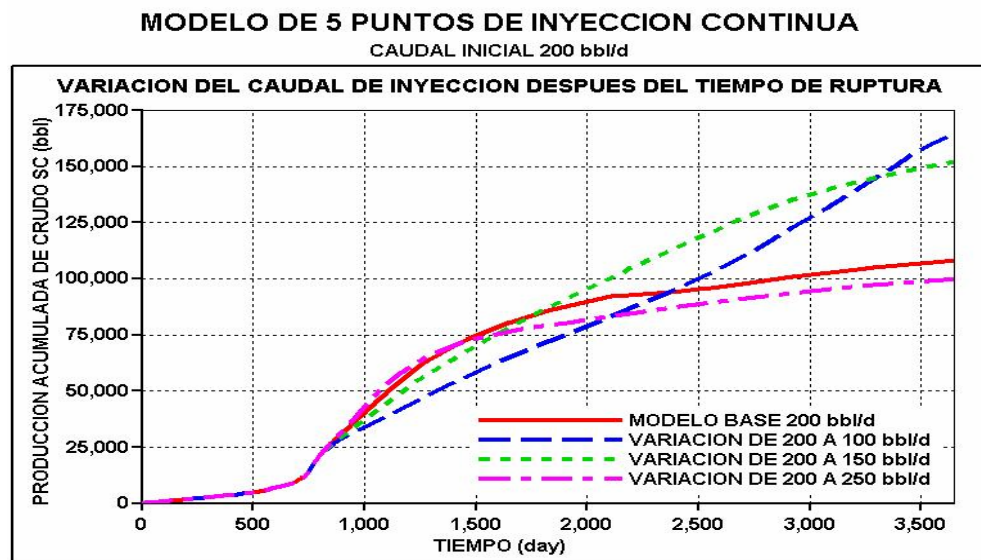
Figura 59. Producción instantánea de crudo, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

En las figuras 59 y 60 se puede observar que se presentan dos variaciones que arrojan buenos resultados: 1) para 100 bbl/d presenta una buena respuesta hacia el final del periodo de la simulación, aumentando la producción diaria y por lo tanto la acumulada. 2) para 150 bbl/d se observa una producción diaria mayor que con 100 bbl/d en un tiempo temprano después de que se realiza el cambio de caudal, pero luego disminuye por debajo del valor de 100 bbl/d hacia el final del periodo de simulación. La variación a 250 bbl/d disminuye la producción de crudo a valores menores que con el caudal original, por lo que este cambio queda descartado.

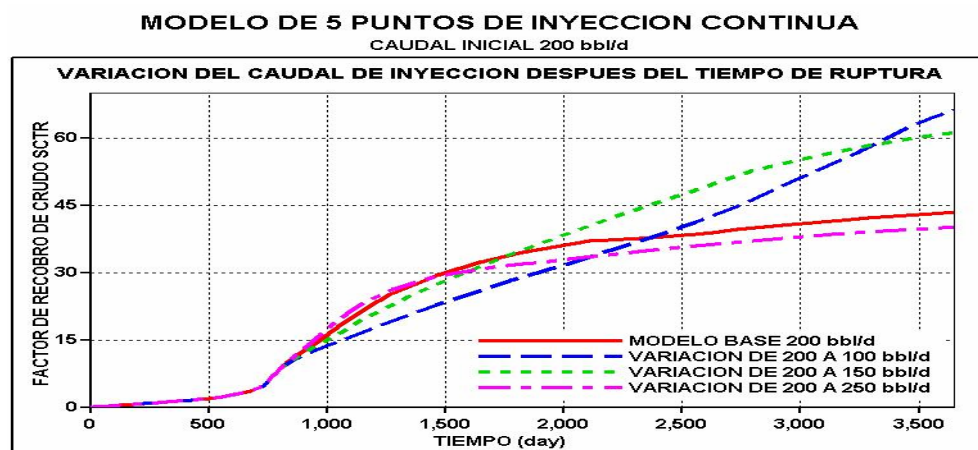
Figura 60. Producción acumulada de crudo, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

El factor de recobro (figura 61) para las variaciones a 100 bbl/d y a 150 bbl/d es casi el mismo al final de los 10 años de la simulación realizada, por lo que se debe confiar la escogencia del valor óptimo a la grafica de relación aceite – vapor.

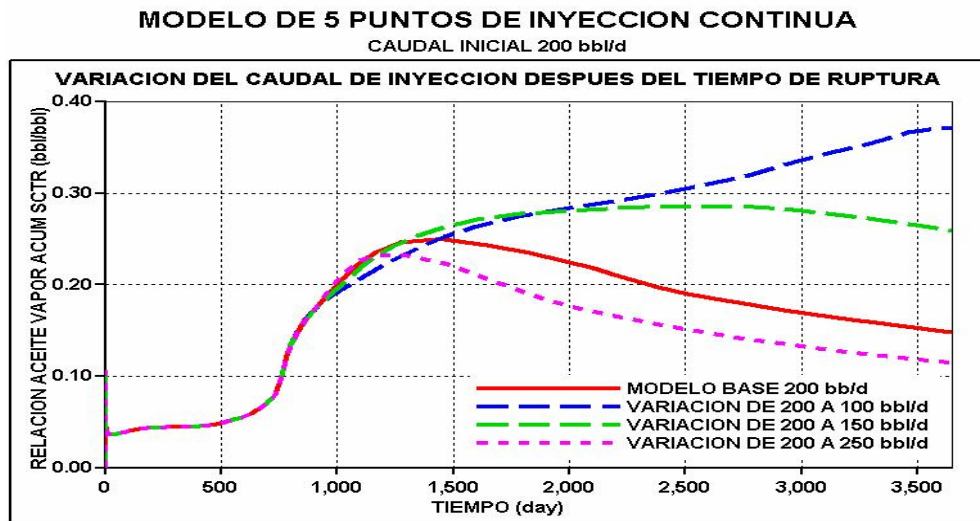
Figura 61. Factor de recobro de crudo, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se observa en la figura 62 que el caudal óptimo para realizar la variación después del tiempo de ruptura es a 100 BSPD, ya que es la que presenta un mayor RAV, por lo tanto es la que proporciona una mayor disminución en los costos, pues necesita menor cantidad de vapor para la producción de crudo.

Figura 62. Relación aceite vapor, variando el caudal de inyección de vapor después del tiempo de ruptura.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.5.3 Variación del área del patrón de inyección de vapor. Este parámetro permite aumentar la eficiencia del proceso de inyección continua de vapor pues aumenta la zona barrida, al disminuir el área del patrón de inyección, pero presenta el inconveniente de aumento en los costos de producción debido a que se deben perforar nuevos pozos productores o reacondicionar los pozos ya existentes.

El área del patrón del modelo base de inyección continua de vapor es de 2.5 acres, y las variaciones que se realizaron son las siguientes:

- ✚ Para un patrón de área de 1.5 acres.
- ✚ Para un patrón de área de 2 acres.
- ✚ Para un patrón de área de 3 acres.
- ✚ Para un patrón de área de 4 acres.

Se calcula el crudo original en el yacimiento para obtener los factores de recobro de cada una de las variaciones realizadas mediante la siguiente expresión:

$$OOIP = 7758Ah\phi(1 - Sw) \quad 26.$$

Para el modelo base será:

$$OOIP_{MB (2.5 \text{ acres})} = 7758 * 2.5 * 80 * 0.3 * 0.55 = 256014 \text{ bbl.}$$

Tabla 25. Variación de las áreas del patrón de inyección.

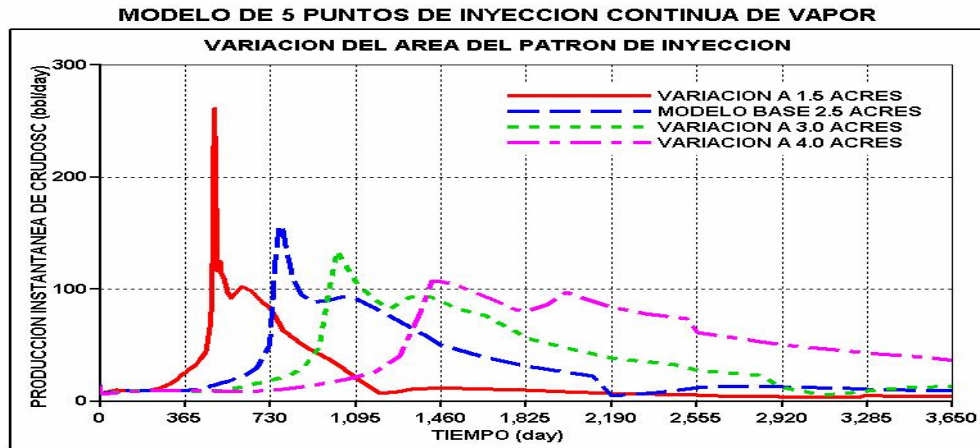
| ÁREA DEL PATRÓN (acres) | OOIP (bbl) |
|-------------------------|------------|
| 1.5 | 153608.4 |
| 2 | 204811.2 |
| 2.5 | 256014.0 |
| 3 | 307216.8 |
| 4 | 409622.4 |

Fuente, Miguel Ángel Medina, autor del proyecto.

Se puede observar en las figuras 63 y 64 que entre menor sea el área del patrón de inyección de vapor, mayor es la producción tanto diaria como acumulada, y entre más grande esta área, menor es el efecto que tiene el vapor inyectado a la formación sobre la producción de crudo.

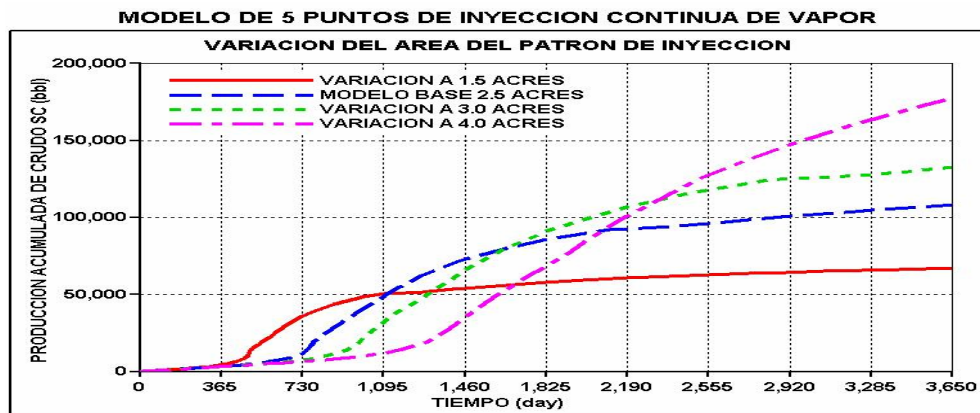
En las variaciones del área de los patrones de inyección de vapor, se presenta que para áreas pequeñas el tiempo de ruptura ocurre más temprano que para los espaciamientos grandes.

Figura 63. Producción instantánea de crudo, variando el área del patrón de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

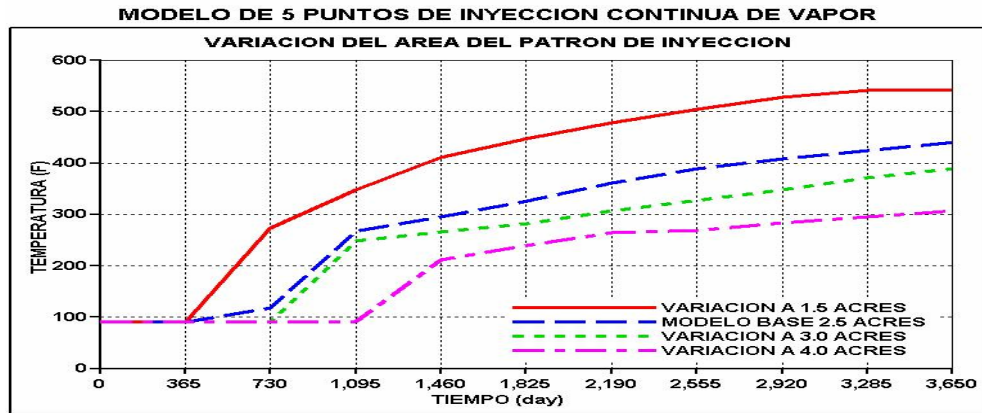
Figura 64. Producción acumulada de crudo, variando el área del patrón de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Entre más reducida sea el área del patrón de inyección de vapor, mayor es el calentamiento de la zona productora (figura 65), lo cual hace que la viscosidad del crudo disminuya de acuerdo al calentamiento de la formación, generando una mayor eficiencia de barrido. Para patrones grandes, la reducción de la viscosidad se produce en tiempos más tardíos (figura 67), afectando la producción de crudo al comienzo de la simulación.

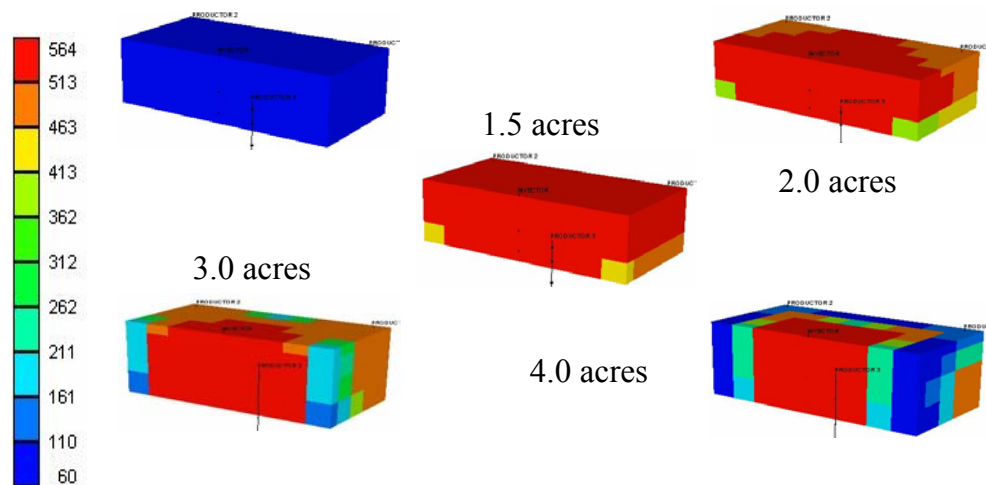
Figura 65. Temperatura del yacimiento, variando el área del patrón de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

La distribución del comportamiento de la temperatura se observa mejor en tres dimensiones (3D) figura 66, en la que se puede observar que el calentamiento del yacimiento es mas uniforme para áreas del patrón de inyección pequeñas y que al aumentar el área del patrón se encuentran lugares del yacimiento menos calientes y lugares sin calentar. El bloque azul representa la temperatura original del yacimiento en todos los espaciamentos que es de 60°F.

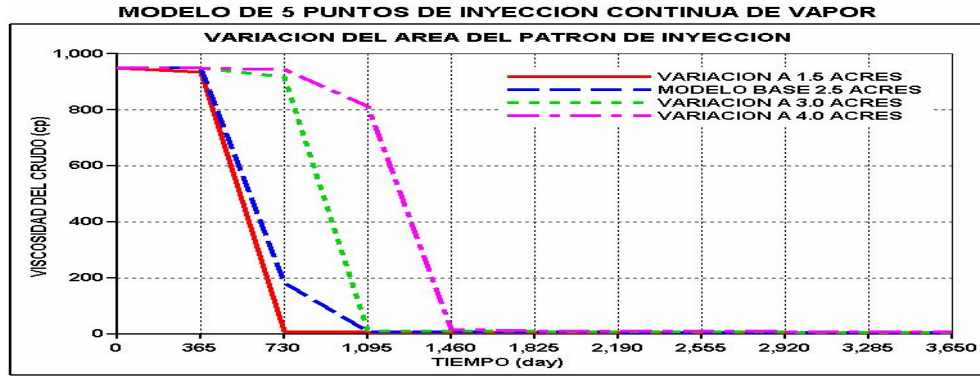
Figura 66. Temperatura del yacimiento en 3D, variando el área del patrón de inyección de vapor.



Fuente, Simulador STARS de CGM.

Como el nivel de calentamiento del yacimiento es diferente para los diferentes tamaños del patrón de inyección, la viscosidad del crudo varía de acuerdo a este nivel como se observa en la figura 67.

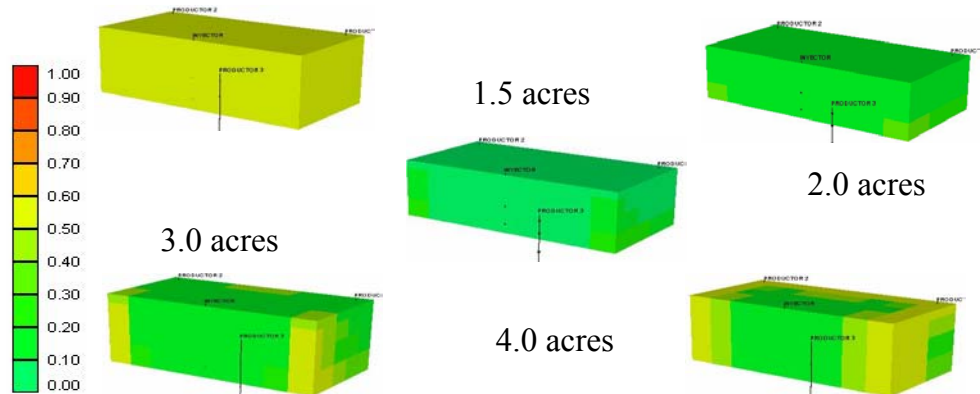
Figura 67. Viscosidad del crudo, variando el área del patrón de inyección.



Fuente, Simulador STARS de CGM.

A medida que el yacimiento se calienta, la movilidad del crudo aumenta debido a la reducción de la viscosidad, lo que genera que en espaciamientos pequeños la saturación de crudo después del tiempo de simulación disminuya considerablemente (figura 68), mientras que en espaciamientos grandes, la saturación es mayor y en algunas partes no varía debido a que existen baches de crudo frío, los cuales impiden el flujo del crudo hacia los pozos productores.

Figura 68. Saturación de crudo en el yacimiento en 3D, variando el área del patrón de inyección de vapor.

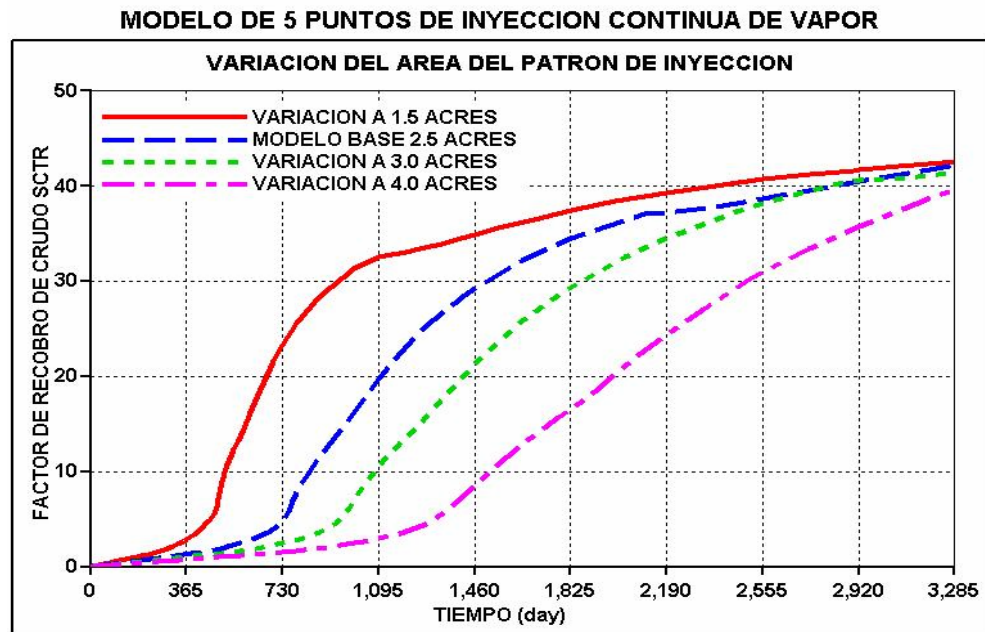


Fuente, Simulador STARS de CGM.

La saturación inicial de crudo en cada una de las áreas del patrón de inyección es de 0.55, que está representado por el bloque amarillo, a medida que se aumenta la temperatura del yacimiento la saturación disminuye, lo que está representado por las tonalidades verdes.

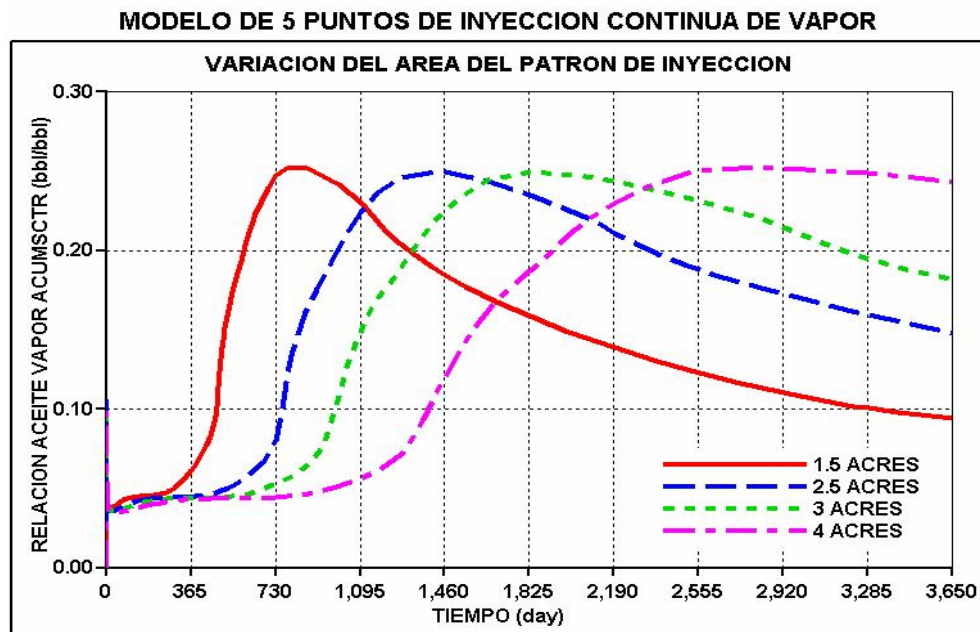
La figura 69 de porcentaje de factor de recobro indica que entre más pequeña sea el área de inyección de vapor mayor es el porcentaje de recobro de crudo, aunque al final del periodo de simulación el factor de recobro tiende a ser mayor para áreas grandes, debido a que contienen una mayor cantidad de hidrocarburos.

Figura 69. Factor de recobro de crudo, variando el área del patrón de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 70. Relación aceite vapor, variando el área del patrón de inyección de vapor.



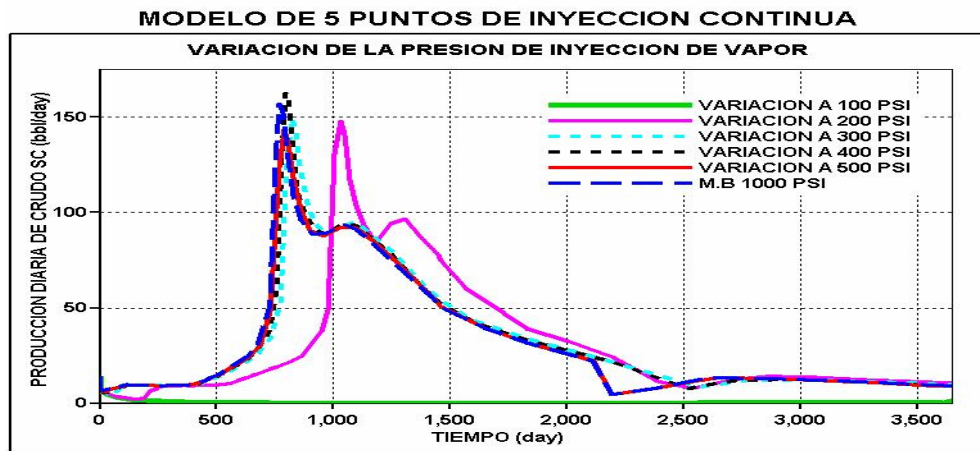
Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.5.4 Variación de las presiones de inyección de vapor. Este parámetro indica la presión a la cual se debe inyectar el vapor en el yacimiento para el proceso de inyección continua de vapor.

Se debe escoger una presión de inyección óptima, que permita la inyección de la cantidad de vapor deseada.

Para la variación y estudio de este parámetro se supusieron diferentes valores de presiones iniciales. El modelo base trabaja con una presión de inyección de vapor de 1000 bbl/d, este parámetro se varió a presiones iniciales de 100, 200, 300, 400 y 500 bbl/d.

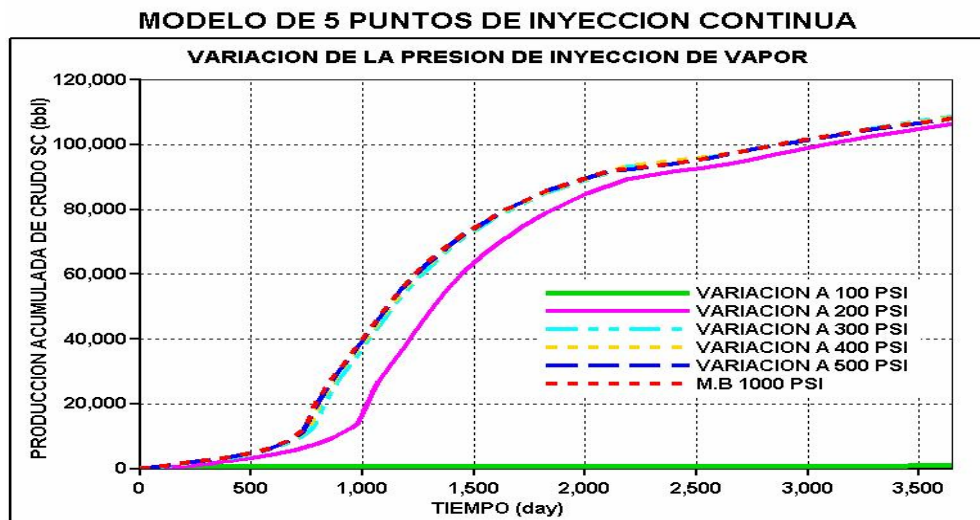
Figura 71. Producción instantánea de crudo, variando las presiones de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se observa en las figuras 71 y 72 que para presiones de inyección muy bajas, en este caso menores de 200 psi, el comportamiento del patrón es como si estuviera produciendo en frío (pozo inyector cerrado), lo que quiere decir que el yacimiento no está recibiendo el vapor inyectado y por lo tanto no se produce ningún fenómeno que aumente la producción de crudo.

Figura 72. Producción acumulada de crudo, variando las presiones de inyección de vapor.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

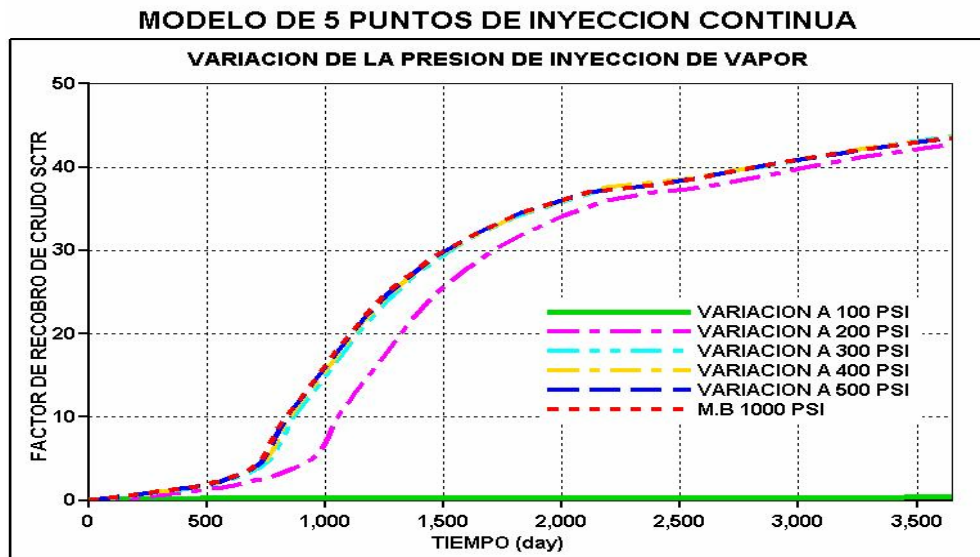
Para presiones de inyección de vapor mayores, en este caso 300, 400 y 500 psi el comportamiento de la producción diaria y acumulada de crudo, es casi el mismo, el modelo base esta diseñado para inyectar vapor a 1000 PSI.

Significa que en el modelo base, se están generando sobrecostos en el proceso de inyección de vapor, ya que se requieren bombas más grandes para inyectar a 1000 psi que a 400 psi.

En la figura 73 se puede observar que el factor de recobro para las presiones de inyección de 300, 400, 500 y 1000 PSI es exactamente en mismo, lo que corrobora la información dada el las figuras de producción diaria y acumulada de crudo, el factor de recobro para estas presiones es de 43.73%.

Con esta información se realiza la selección de la presión óptima de inyección de vapor, que en este caso es de 400 psi.

Figura 73. Factor de recobro de crudo variando las presiones de inyección de vapor.



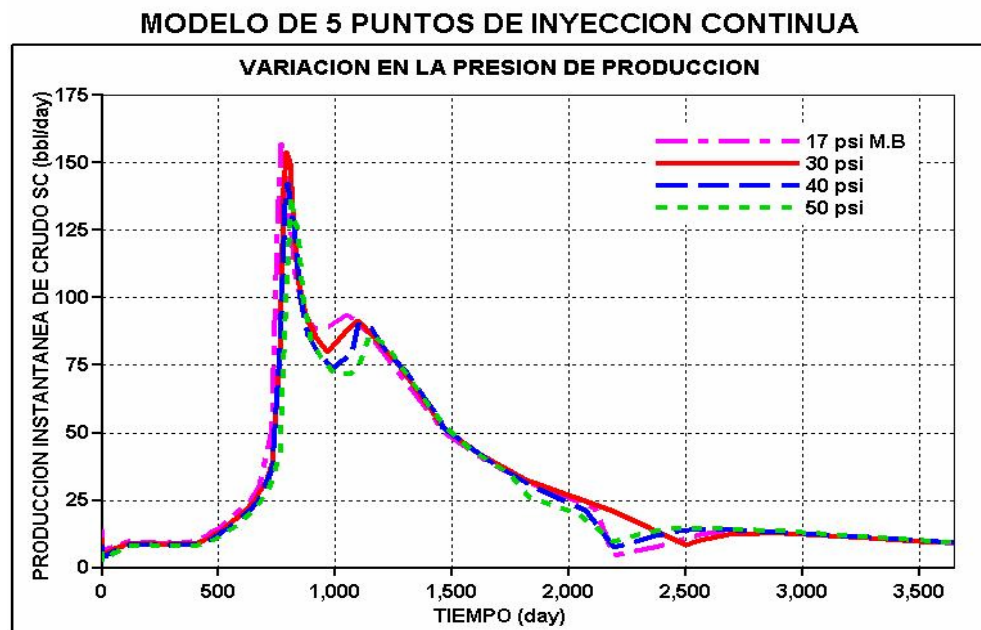
Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.5.5 Variación en la presión de los pozos productores. Este parámetro es una restricción que se le impone a los pozos productores y establece el valor mínimo de presión que se debe establecer en la cabeza de los pozos productores, para optimizar la producción de crudo.

Es importante tratar de tener los pozos productores trabajando con la mínima presión de producción posible, ya que lo que se quiere es lograr la máxima caída de presión (ΔP) posible. La productividad de los pozos productores es directamente proporcional a la diferencia de presión en la zona invadida de vapor y la presión de producción.

La presión inicial de producción para el modelo base es de 17 psia, se le realizaron variaciones a la presión en cabeza de los pozos productores, aumentándola a 30, 40 y 50 psia.

Figura 74. Producción instantánea de crudo, variando la presión de producción.

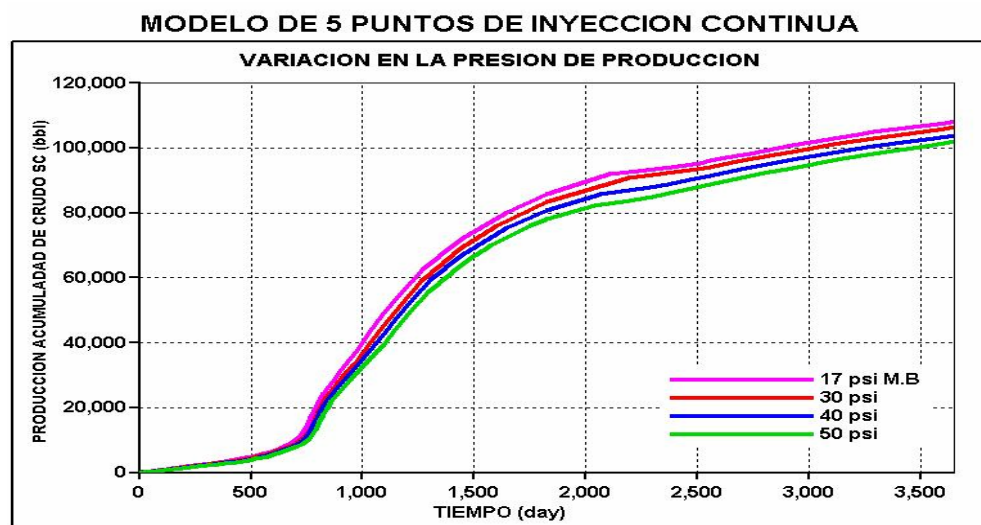


Fuente: Simulador STARS de CGM.

En cuanto a la producción instantánea de crudo, el tiempo de ruptura ocurre con pocos días de diferencia entre cada una de las variaciones de presión de producción, manteniendo la tendencia de la curva de producción. No es posible observar un gran cambio en la producción de crudo, figura 74.

Entre menor sea el valor de presión de producción en cabeza de pozo, mayor es la caída de presión que ocurre entre el pozo inyector y los pozos productores, lo que genera un mayor empuje del vapor sobre el crudo, causando una mayor producción de crudo acumulado durante el periodo de simulación, (figura 75).

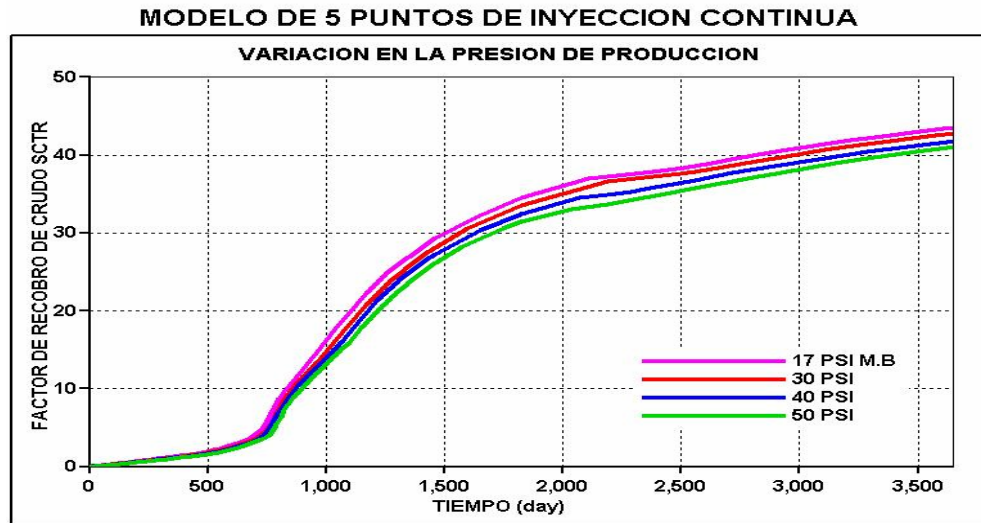
Figura 75. Producción acumulada de crudo, variando la presión de producción.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se observa en la figura 76 que el factor de recobro disminuye a medida que se aumenta la presión de producción en los pozos productores, pero la diferencia es mínima en las diferentes variaciones de presión que se realizaron. El valor óptimo de presión en cabeza de pozo es de 17 psia.

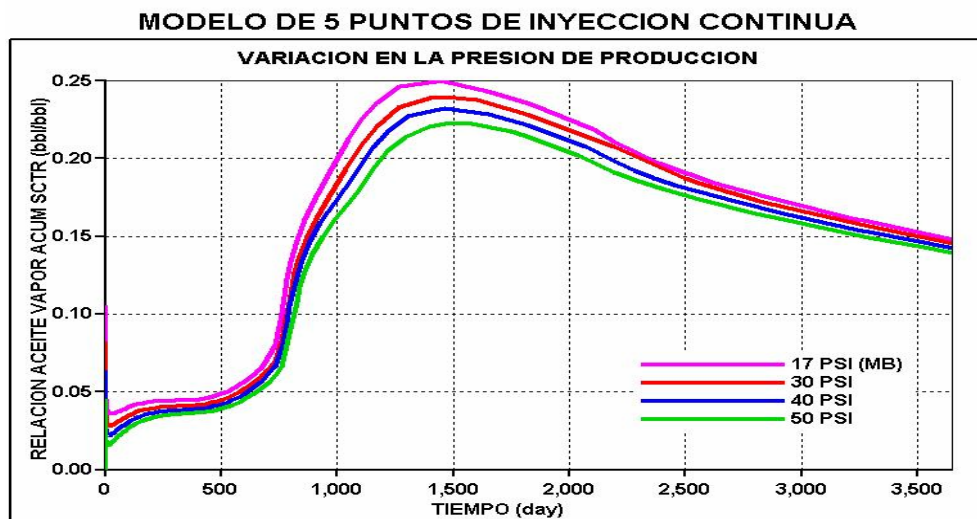
Figura 76. Factor de recobro de crudo variando la presión de producción.



Fuente: Simulador STARS de CGM

Un parámetro de gran importancia para seleccionar la presión que se debe manejar en las cabezas de pozo es la curva de RAV, (figura 77), en la que se observa que el valor óptimo de presión es de 17 psia, ya que se presenta un RAV mayor, lo que genera un ahorro en los costos en la cantidad de vapor inyectado.

Figura 77. Relación aceite / vapor variando la presión de producción.

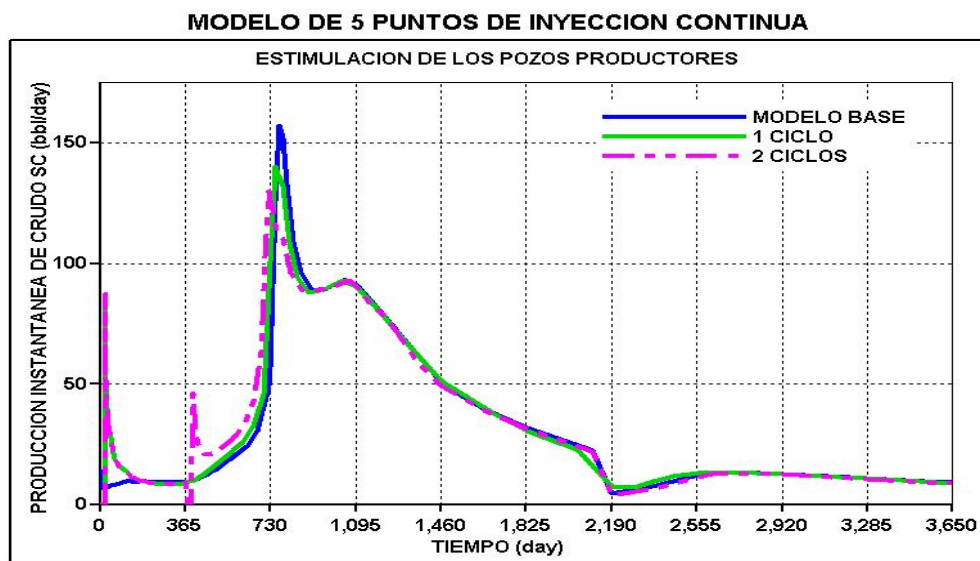


Fuente: Simulador STARS de CGM

3.5.6 Estimulación de los pozos productores. A la construcción del modelo base, se adicionó un proceso de estimulación en los cuatro pozos productores (inyección cíclica de vapor), variando al comenzar el tiempo del proyecto entre uno y dos ciclos.

Cada uno de los ciclos presenta un periodo de inyección de vapor de 10 días, luego un periodo de remojo de la formación de 10 días, y luego un periodo de producción durante el resto del año. En la estimulación a los pozos productores solamente alcanza a realizarse dos ciclos de inyección de vapor, ya que después se presenta la ruptura del vapor inyectado en forma continúa por el pozo central (inyector).

Figura 78. Producción instantánea de crudo, en la estimulación de los pozos productores.

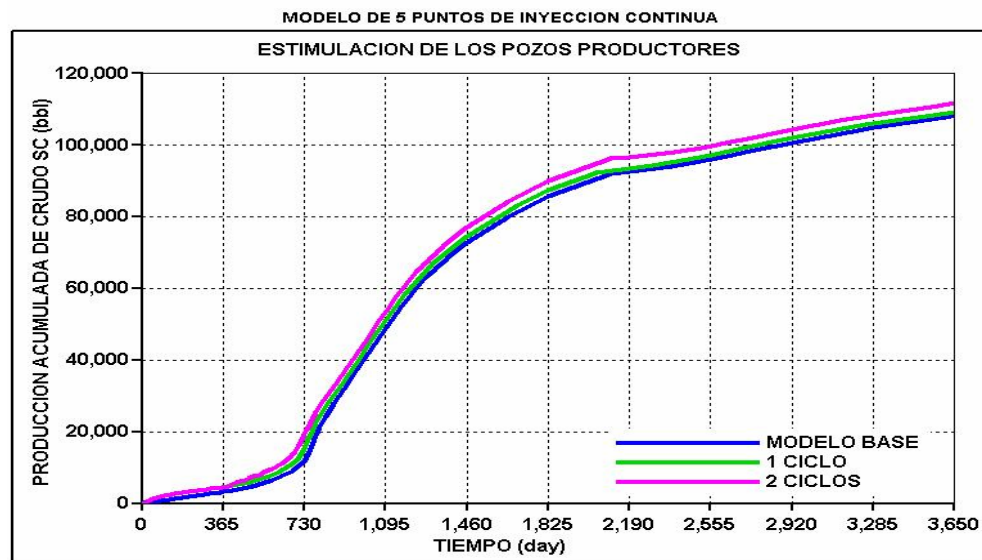


Fuente: Simulador STARS de CGM

A medida que se realiza la estimulación de los pozos productores mediante la inyección cíclica de vapor, se aumenta la producción instantánea de crudo durante el tiempo que dure el proceso de estimulación. Los tiempos de ruptura

para la estimulación con un ciclo y con dos ciclos se producen en un tiempo más temprano que la ruptura del modelo base (con pocos días de diferencia), y los picos en la producción son mas bajos, debido a que parte del crudo que se encontraba alrededor de los pozos productores se recupero con el proceso de estimulación. Además se aumenta la producción acumulada de crudo con cada trabajo de estimulación de los pozos productores, (figura 79).

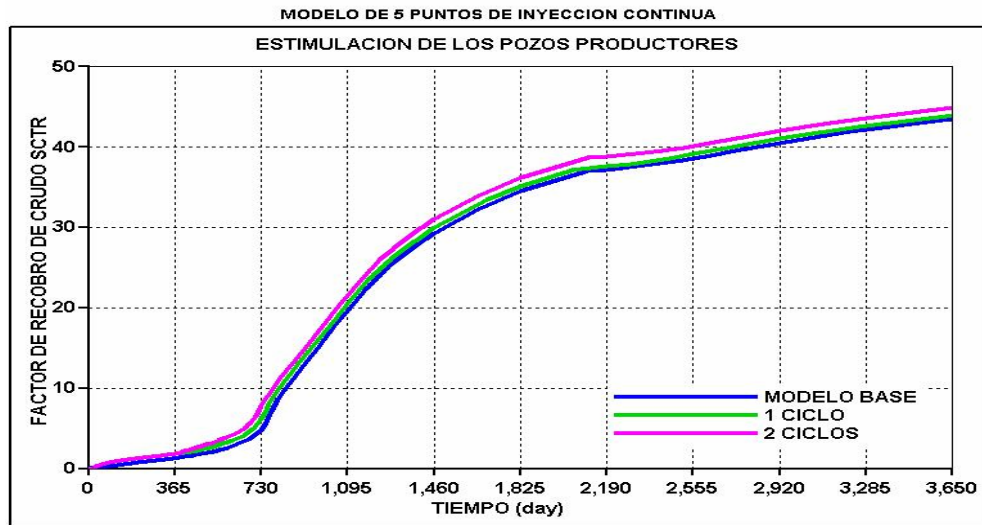
Figura 79. Producción acumulada de crudo, en la estimulación de los pozos productores.



Fuente: Simulador STARS de CGM

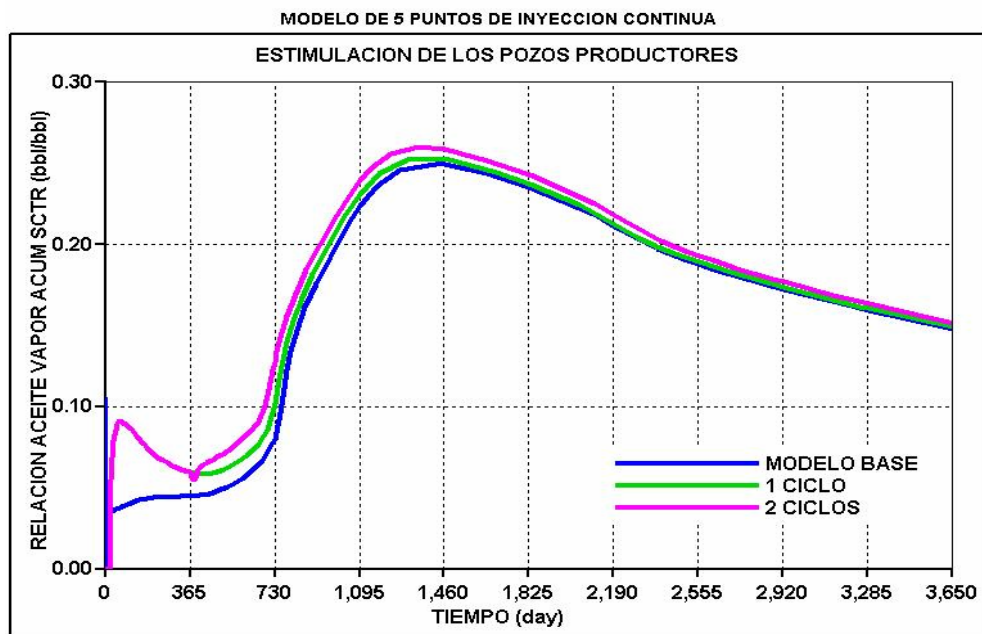
El factor de recobro aumenta con los trabajos de estimulación a los pozos productores, porque el crudo empujado por el frente del vapor inyectado continuamente, tiene una menor resistencia cerca de la cara de los pozos productores con el trabajo realizado de estimulación.

Figura 80. Factor de recobro de crudo, en la estimulación de los pozos productores.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 81. Relación aceite / vapor, en la estimulación de los pozos productores.

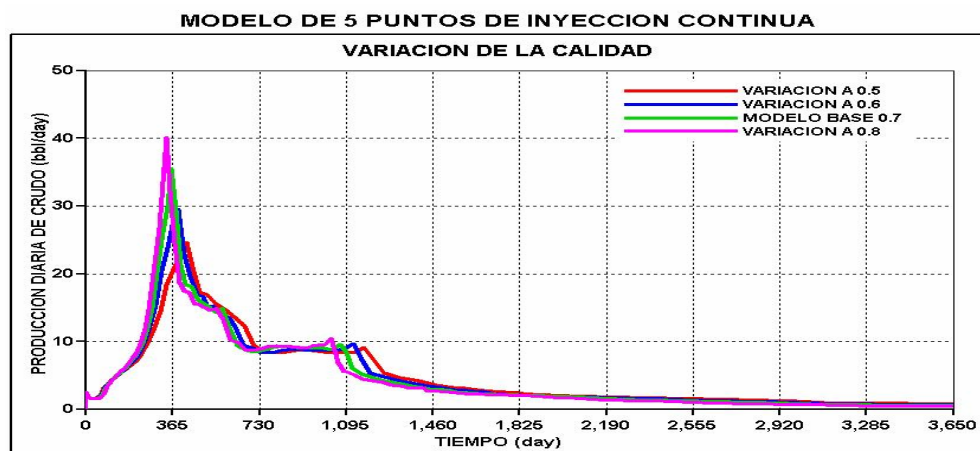


Fuente: Simulador STARS de CGM.

Debido a los trabajos realizados de estimulación de los pozos productores, al inicio de la etapa de producción de crudo, se necesita una menor cantidad de vapor inyectado al yacimiento para lograr la producción obtenida de crudo incremental durante todo el período de tiempo del proceso de inyección continua de vapor, como se observa en las curvas de RAV.

3.5.7 Variación de la calidad del vapor de inyección. Es uno de los parámetros más importantes en el diseño de un proyecto de inyección continua de vapor, ya que esta muestra la cantidad de calor contenido en el vapor húmedo inyectado, luego entre mas alto sea el valor de la calidad, se obtendrá un mayor y más eficiente recobro de crudo. En otras palabras es la fracción en peso del vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo.

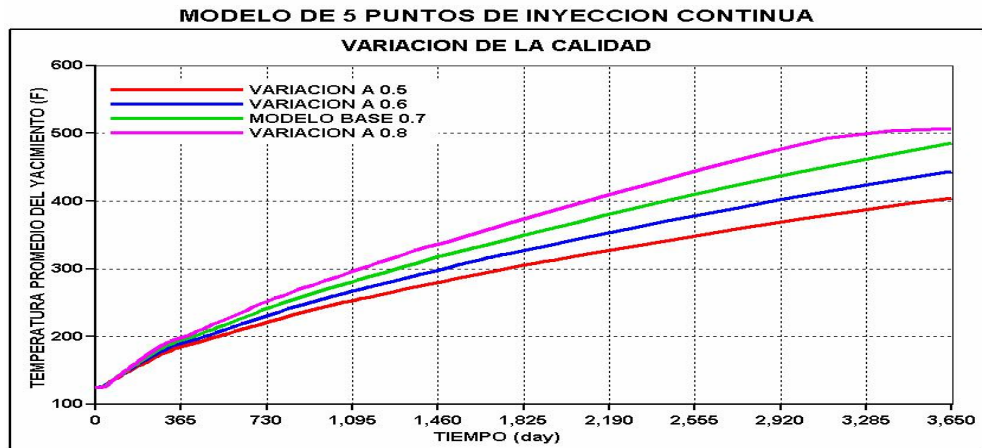
Figura 82. Producción instantánea de crudo, variando la calidad del vapor inyectado.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Debido a la variación en la calidad del vapor inyectado, el calentamiento del yacimiento ocurre de la siguiente manera, a mayor valor de la calidad del vapor, mayor es el calentamiento de la formación (figura 83).

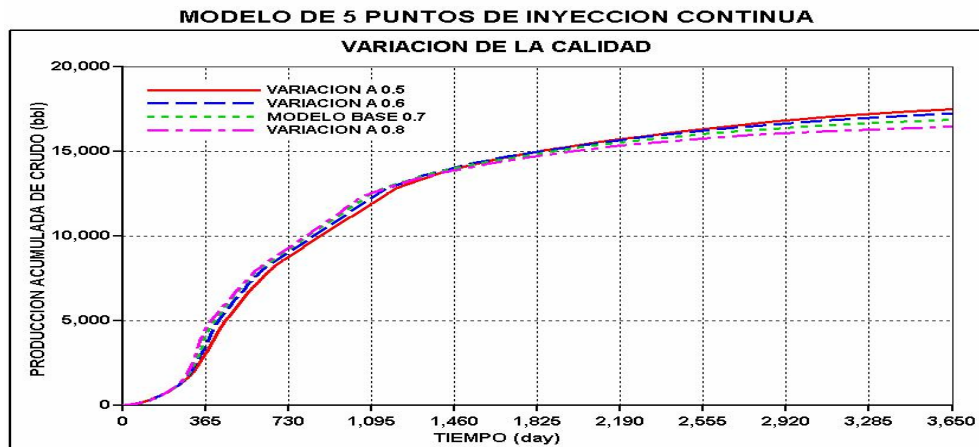
Figura 83. Temperatura del yacimiento, variando la calidad del vapor inyectado.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

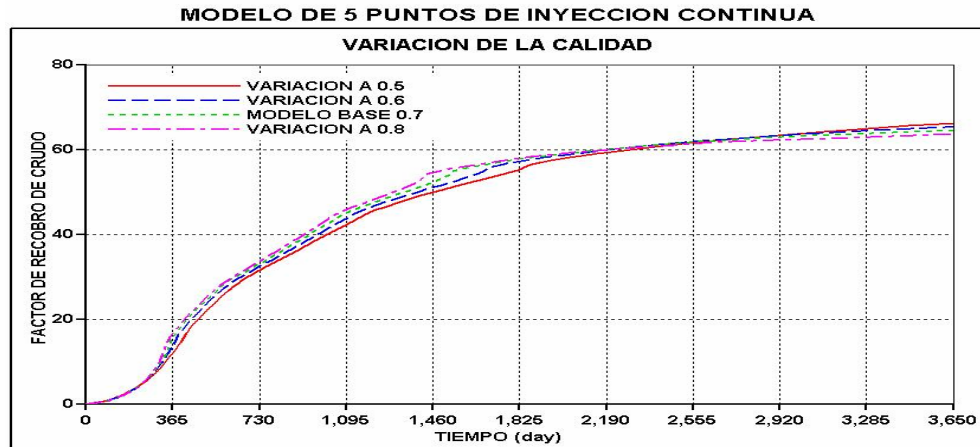
La producción acumulada de crudo (figura 84) es menor a mayor calidad de inyección de vapor al final del período de simulación, lo cual ocurre debido a que el tiempo de ruptura para valores de calidad bajo se demora más en presentarse, debido a los diferentes valores de permeabilidad que presenta en modelo en cada una de las capas productoras y a que el calentamiento de la formación se produce mas lentamente, causando que la viscosidad del crudo disminuya de igual manera.

Figura 84. Producción acumulada de crudo, variando la calidad del vapor inyectado.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

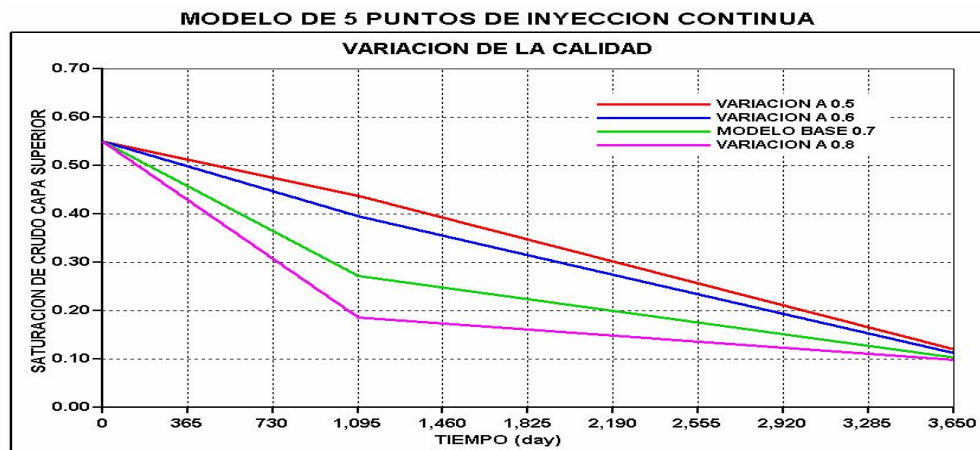
Figura 85. Factor de recobro de crudo, variando la calidad del vapor inyectado.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

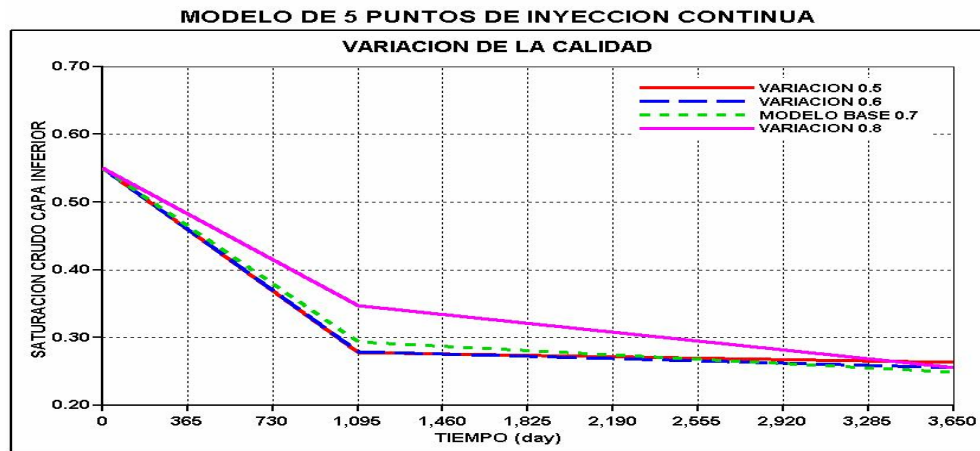
Se puede observar que la eficiencia de barrido es diferente para las diferentes capas productoras, a medida que se varia la calidad del vapor inyectado, afectando la saturación de crudo remanente en las mismas (figuras 86a y 86b), afectando a la vez el factor de recobro de crudo (figura 85).

Figura 86a. Comportamiento de la saturación de crudo en las diferentes capas productoras (capa superior).



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 86b. Comportamiento de la saturación de crudo en las diferentes capas productoras (capa inferior).



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se observa que la saturación en la capa superior es menor para valores de calidad de vapor mayores, mientras que en la capa inferior el comportamiento es al revés, debido a los diferentes valores de permeabilidad. Hay que anotar que este comportamiento se presenta específicamente para este modelo, no va a ser así para otros casos de simulación.

3.6 VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE YACIMIENTO.

La variación de los parámetros de yacimiento se realiza principalmente para analizar cuales son las condiciones que debe presentar un yacimiento para que un proceso de inyección continua de vapor sea exitoso.

Se realizó la variación de parámetros tales como la permeabilidad horizontal, saturaciones iniciales de crudo al iniciar el proceso de inyección de vapor, y la intercalación de capas impermeables sin variar el aceite original en el yacimiento (OOIP)¹¹.

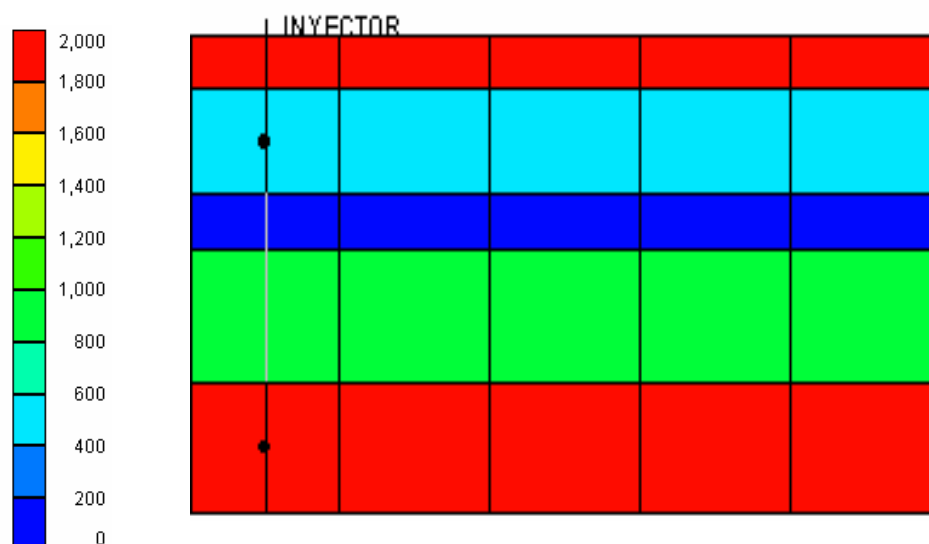
¹¹ Término que por sus siglas en inglés (Original Oil In Place), hace referencia a crudo original en el yacimiento.

3.6.1 Modelos con diferentes estratigrafías (intercalación de capas impermeables). Se realizaron varios modelos, mediante los cuales se logra observar el comportamiento que presenta el vapor al barrer las zonas productoras de crudo y la forma en que la intercalación de las diferentes capas impermeables afecta la producción de crudo.

3.6.1.1 Primera variación. Al modelo base, el cual presenta cuatro capas productoras se le agrego una capa impermeable en la mitad, que está representada por el color azul, e indica que tiene una permeabilidad y una porosidad igual a cero (capa 3) como se observa en la figura 87.

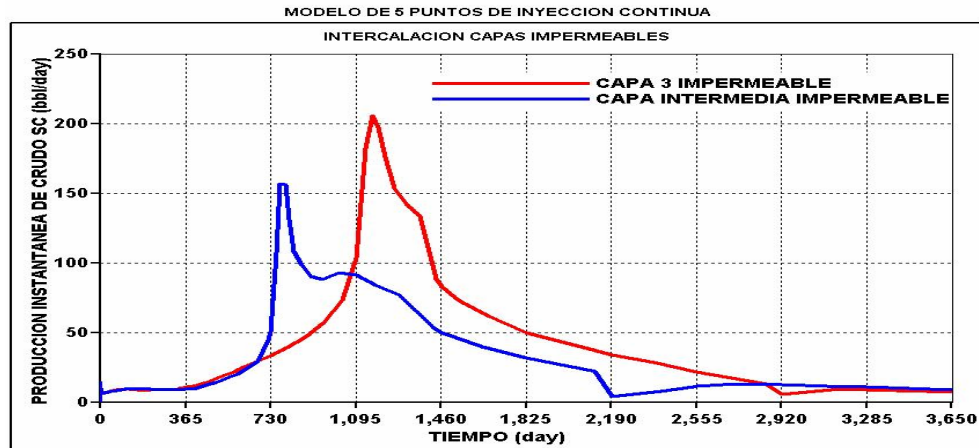
Se realizaron dos perforaciones en el pozo inyector, una en cada zona separada por la capa impermeable para desplazar el crudo que se encuentra en cada una de ellas, ya que como se pudo observar en la construcción del modelo base en frío, el crudo no fluye por sus propios medios ya que es muy viscoso y su densidad es muy baja, de 14 °API.

Figura 87. Primer modelo de variación estratigráfica.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

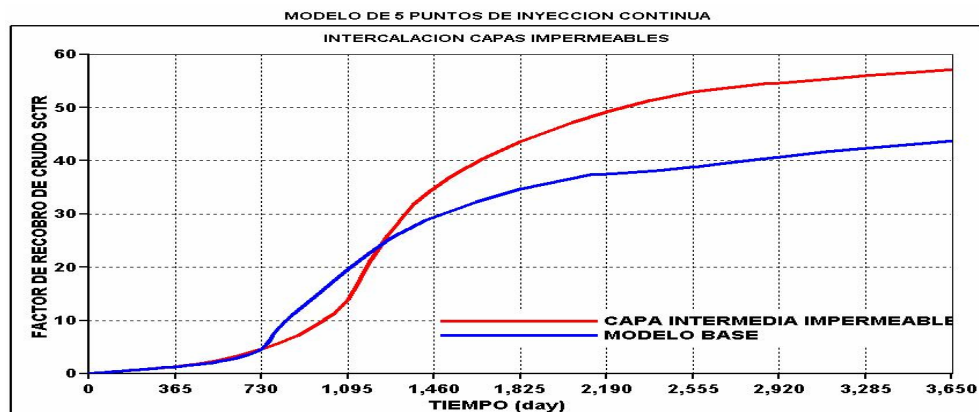
Figura 88. Producción instantánea de crudo, primera variación estratigráfica del modelo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Debido a la intercalación de la capa impermeable se logra una mayor eficiencia de barrido por el vapor de las zonas productoras, lo que se puede observar en la figura 88, el tiempo de ruptura se presenta después que el del modelo base, presentando un pico más elevado en la producción instantánea de crudo, generando un aumento en la producción de crudo acumulada.

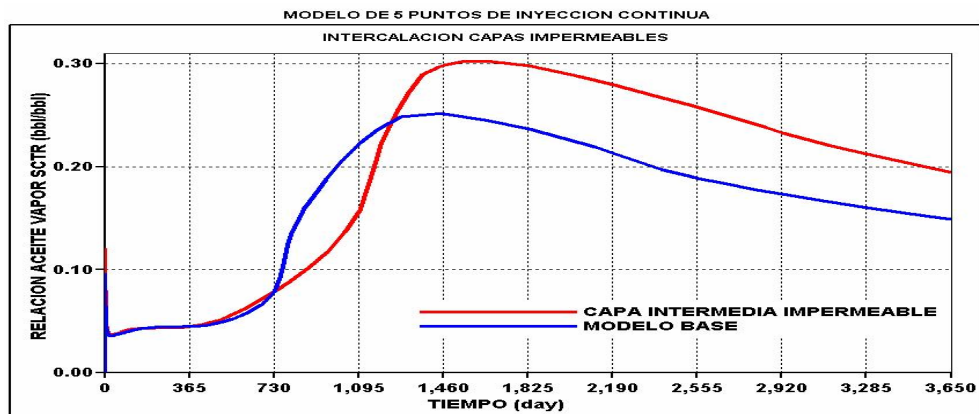
Figura 89. Factor de recobro de crudo, primera variación estratigráfica del modelo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Con la intercalación de la capa impermeable en la mitad del sistema, se presentan dos zonas de inyección de vapor, generando un mejor barrido de las zonas productoras, lo cual se ve reflejado en el aumento del factor de recobro de crudo con respecto al modelo base como se observa en la figura 90, además de que se requiere una menor cantidad de vapor inyectado, para lograr la producción de crudo obtenida.

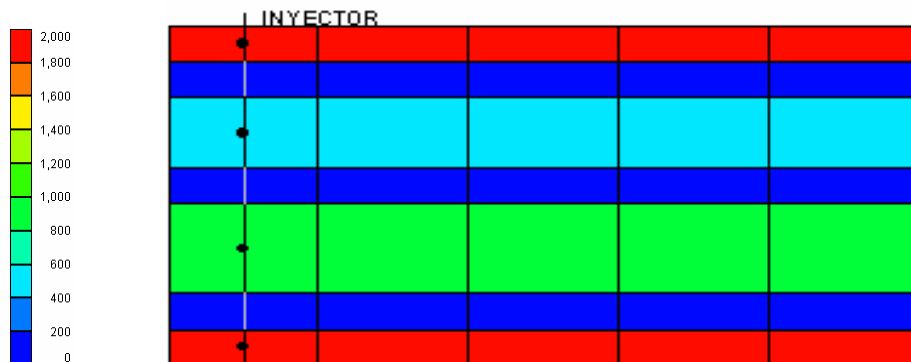
Figura 90. Relación aceite vapor, primera variación estratigráfica del modelo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.6.1.2 Segunda variación. Se ubicaron tres capas impermeables (color azul) en el nuevo modelo, una entre cada capa productora, figura 91, ubicando una perforación en cada capa productora.

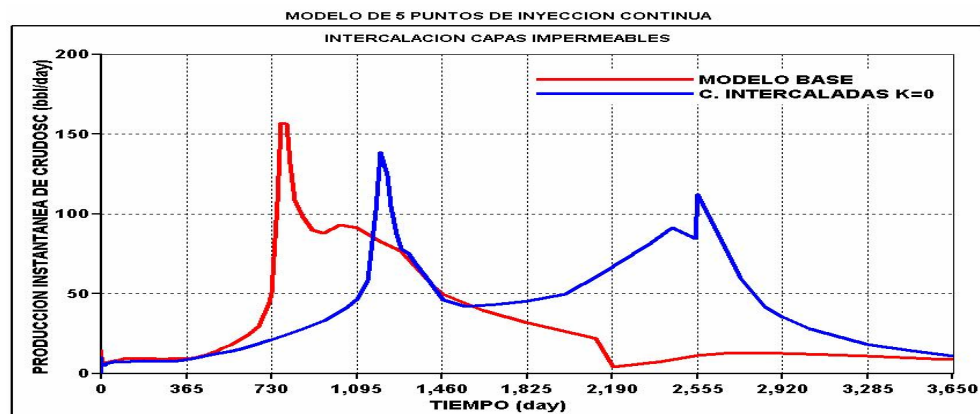
Figura 91. Segundo modelo de variación estratigráfica.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

En el nuevo modelo se presentan dos picos representativos en la producción instantánea de crudo figura 92, lo que se puede interpretar como la irrupción del vapor en los pozos productores, de las diferentes zonas productoras, ya que cada zona presenta diferentes valores de permeabilidad.

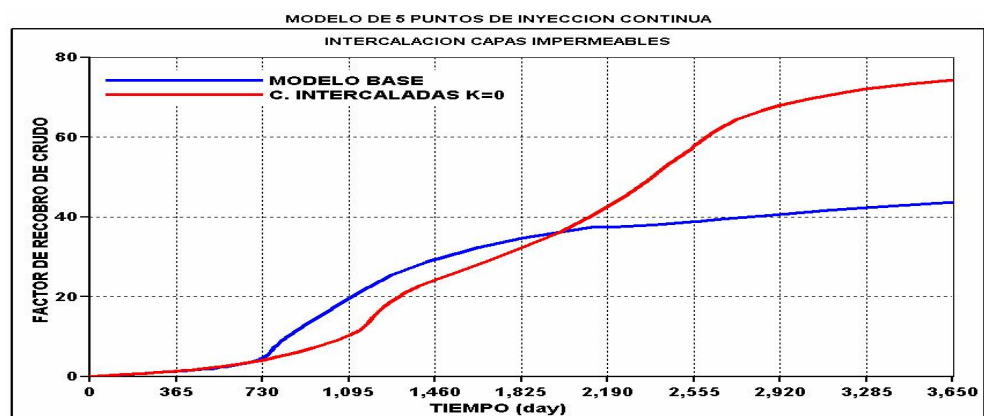
Figura 92. Producción instantánea de crudo, segunda variación estratigráfica del modelo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

El factor de recobro de crudo se aumenta considerablemente comparado con el del modelo base, lo que confirma una mayor eficiencia de barrido en cada una de las zonas productoras ya que a cada una se le realizó un trabajo de cañoneo para inyectar el vapor de forma continúa.

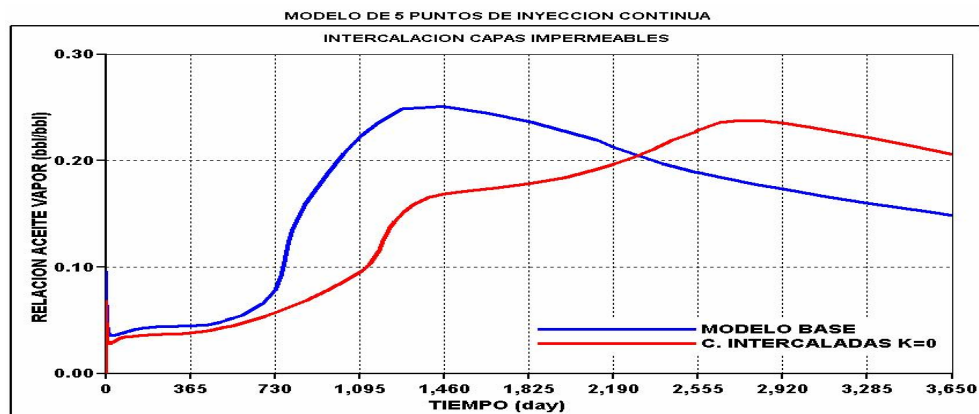
Figura 93. Factor de recobro de crudo, segunda variación estratigráfica.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Debido a que se inyecta vapor en cada una de las capas productoras de crudo, se necesita una mayor cantidad de vapor inyectado durante los seis primeros años del proyecto con respecto al modelo base, debido a las mayores pérdidas de calor hacia las formaciones impermeables, luego del cual la curva de RAV aumenta, causando una disminución en los BCWEPD necesarios para la producción de crudo.

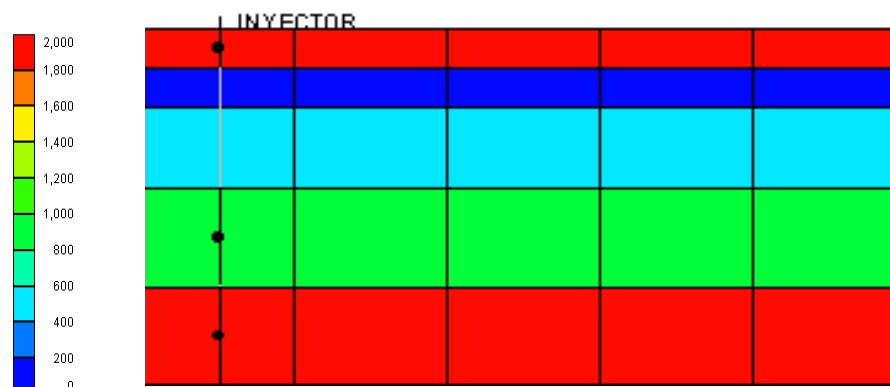
Figura 94. Relación vapor aceite, segunda variación estratigráfica del modelo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

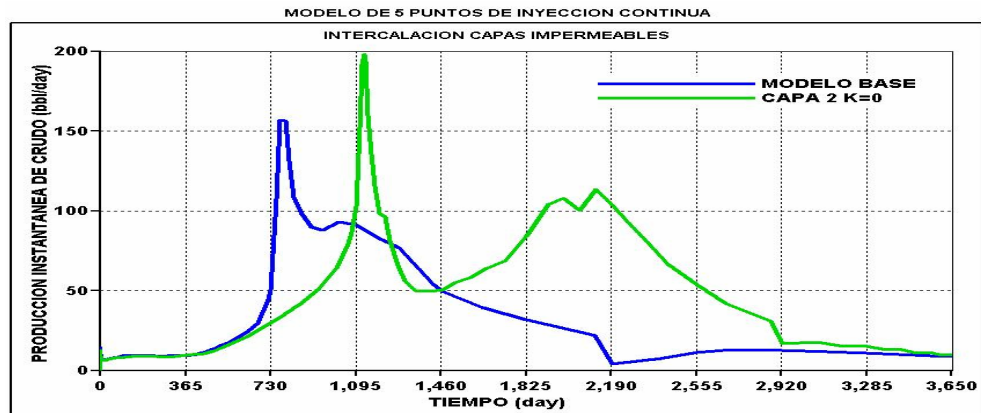
3.6.1.3 Tercera variación. Se ubico la capa impermeable de color azul en segundo lugar (figura 95), manteniendo el OOIP del modelo base, el vapor se inyecta en la capa superior que se encuentra aislada del resto de capas productoras, y por las dos capas inferiores.

Figura 95. Tercer modelo de variación estratigráfica.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

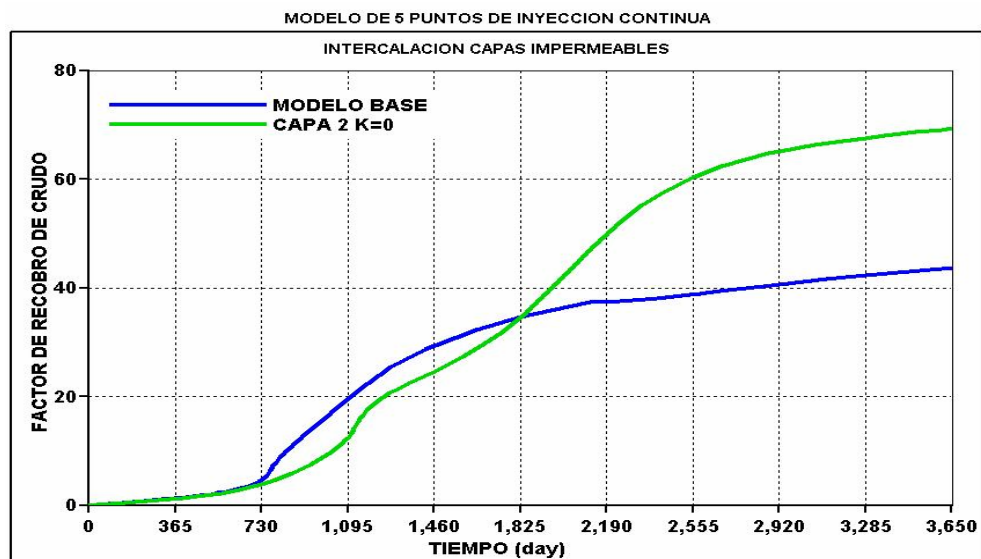
Figura 96. Producción instantánea de crudo, tercera variación estratigráfica del modelo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se presentan dos picos en la producción instantánea de crudo (figura 96), lo que se debe a que se produce primero la ruptura de la capa superior de 10 pies de espesor, y el segundo pico a la ruptura del vapor de las otras tres capas productoras que se encuentran por debajo de la capa impermeable. Aumentando el factor de recobro de crudo (figura 97),

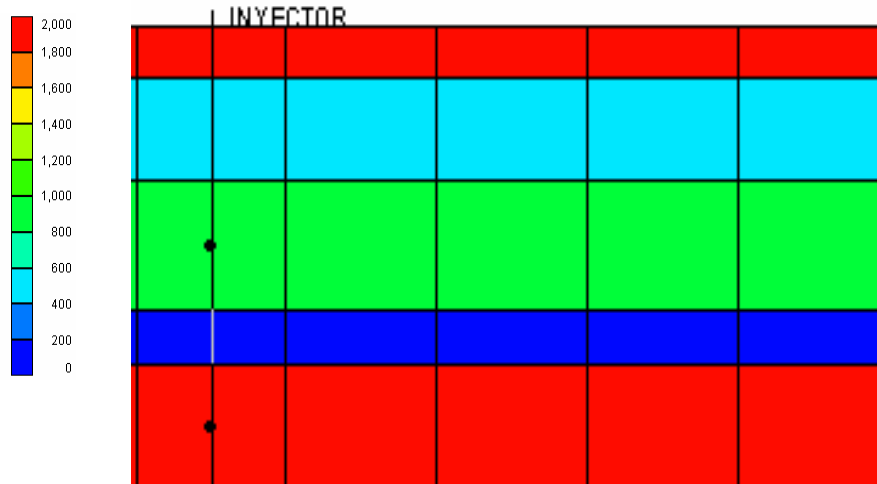
Figura 97. Factor de recobro de crudo, tercera variación estratigráfica.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

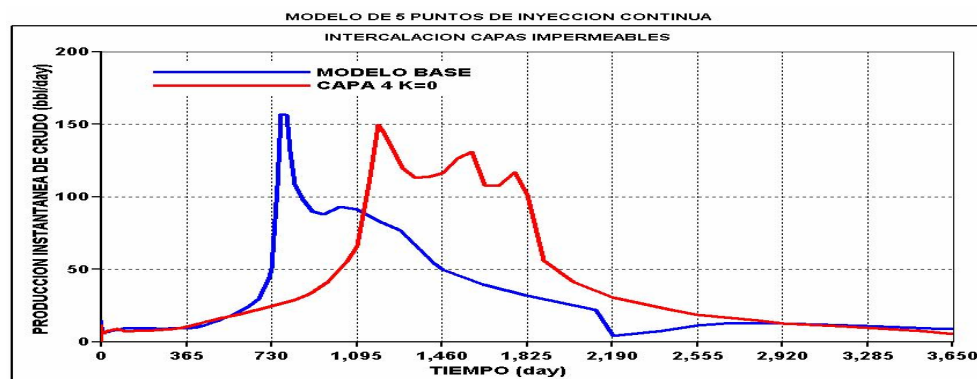
3.6.1.4 Cuarta variación. Se ubicó la capa impermeable con el fin de aislar la capa inferior de las otras capas productoras y observar el comportamiento de la producción de crudo figura 98.

Figura 98. Cuarto modelo de variación estratigráfica.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

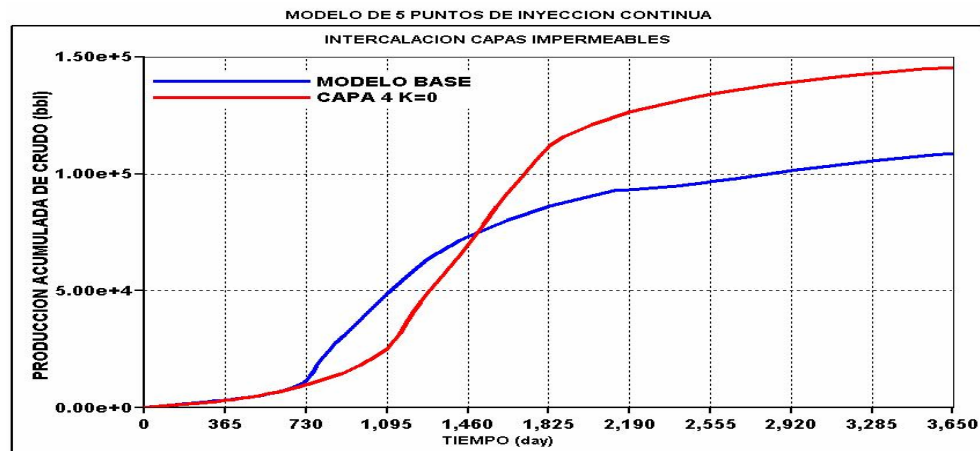
Figura 99. Producción instantánea de crudo, cuarta variación estratigráfica.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se presentan tres picos en la producción instantánea de crudo (figura 99), generados por la producción de la capa inferior (aislada), y por los diferentes valores de permeabilidad que tienen las tres capas superiores, 2000, 500 y 1000 md respectivamente, lo que genera aumentos tanto en la producción acumulada de crudo (figura 100) y su factor de recobro.

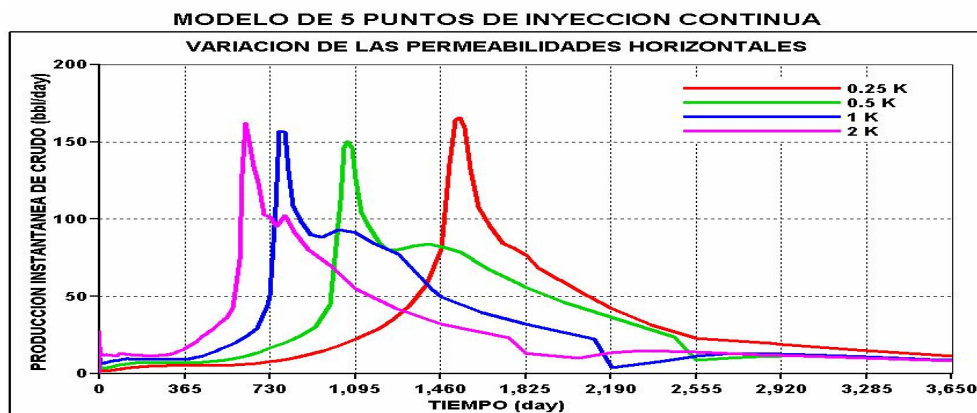
Figura 100. Producción acumulada de crudo, cuarta variación estratigráfica del modelo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.6.2 Variación de la permeabilidad horizontal. Como los valores de permeabilidad son diferentes para cada uno de los cuatro estratos que conforman el modelo de inyección continua de vapor, se construyeron cuatro modelos, en los cuales se utilizó un factor de proporcionalidad. Este factor varía de 0.25 a 2.0, un factor de 1 son los valores originales del modelo base, un factor de 2 valores del doble a los del modelo base.

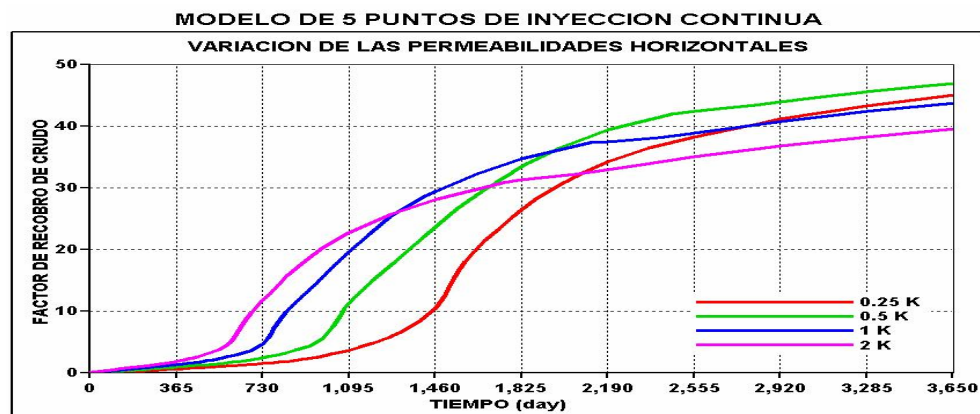
Figura 101. Producción instantánea de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferente permeabilidad horizontal.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Las formaciones de alta permeabilidad horizontal facilitan la inyección de vapor al yacimiento, como se puede observar en la figura 101, la irrupción del vapor en los pozos productores se presenta en tiempos más tempranos para valores mayores de permeabilidad.

Figura 102. Factor de recobro de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferente permeabilidad horizontal.

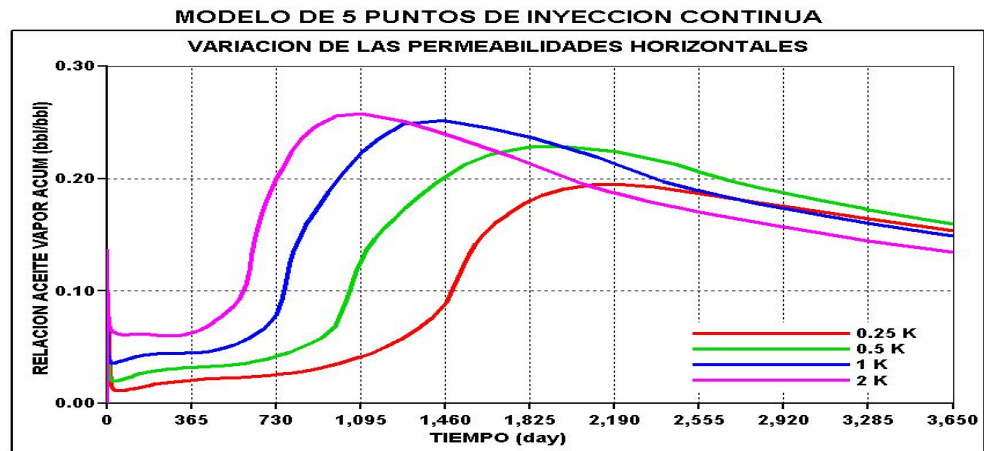


Fuente: Simulador STARS de CGM.

Se puede observar en la figura 102, que para valores de permeabilidad superiores, el comportamiento de la producción de crudo acumulado así como el del factor de recobro aumentan durante los primeros años de vida del proyecto, pero luego disminuyen debido principalmente al barrido de la zona de vapor es más uniforme para valores intermedios (para este estudio valores del factor de proporcionalidad de 0.5 y 1.0).

De igual manera se comporta la curva de RAV, al comienzo del proceso para valores de permeabilidad superiores es necesario una menor cantidad de BCWEPD para lograr la producción de crudo, pero luego el RAV aumenta haciendo más costoso el proceso de inyección continúa de vapor pues se necesitan más BCWEPD para la producción de crudo.

Figura 103. Relación aceite vapor, análisis de sensibilidad a formaciones de diferente permeabilidad horizontal.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.6.3 Variación de las saturaciones de los fluidos del yacimiento. (1º forma) Se realizó la variación de este parámetro para observar la cantidad necesaria de vapor que se debe inyectar para lograr el mayor incremento de la producción de crudo, cuando se presentan diferentes valores de saturación de crudo en el yacimiento.

El modelo base presenta una saturación de aceite de 0.55% en cada uno de los estratos del yacimiento. Se construyeron 3 modelos cada uno con valores de saturación de aceite de 0.20%, 0.40%, y 0.80% al iniciar el proceso de inyección continua de vapor.

Se calcula el crudo original en sitio para calcular los factores de recobro de cada una de las variaciones realizadas mediante la siguiente expresión:

$$OOIP = 7758Ah\phi(1 - S_w)$$

Para el modelo base será:

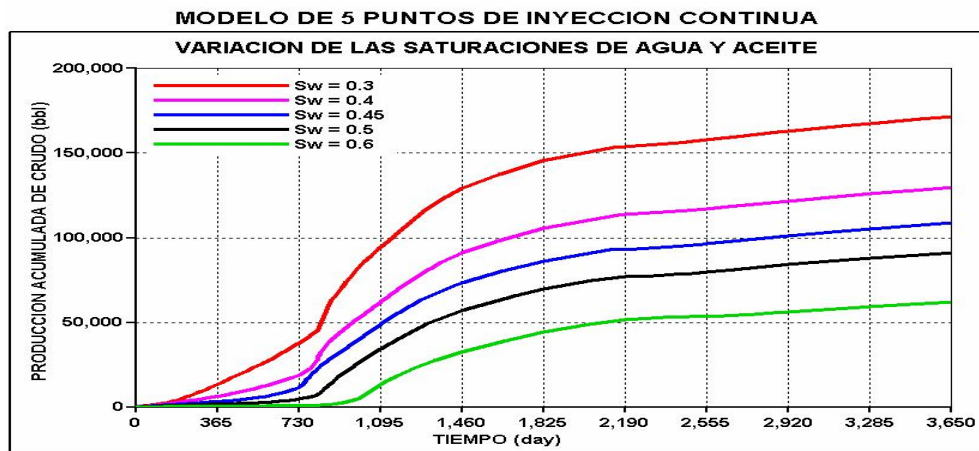
$$OOIP_{MB (S_o=0.55)} = 7758 \cdot 2.5 \cdot 80 \cdot 0.3 \cdot 0.55 = 256014 \text{ bbl.}$$

Tabla 26. Variación de las saturaciones iniciales de crudo.

| SATURACION DE ACEITE | OOIP (bbl) |
|----------------------|------------|
| 0.2 | 93096 |
| 0.4 | 186192 |
| 0.55 | 256014 |
| 0.8 | 372384 |

Fuente: Miguel Ángel Medina, autor del proyecto.

Figura 104. Producción acumulada de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo.



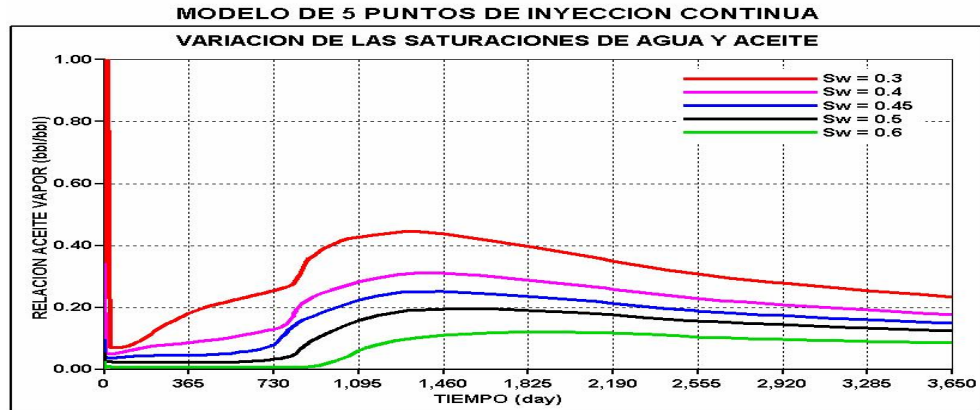
Fuente: Simulador STARS de CGM.

Como era de esperarse la producción acumulada de crudo es mayor para los modelos construidos con valores de saturación de crudo mayor, debido a que la cantidad de hidrocarburos (OOIP) presentes en el yacimiento es mayor (tabla 26), se recuerda que el modelo base se construyó para un sistema agua y crudo (aceite muerto) por lo que el valor de la saturación de agua se calcula de la siguiente forma $(1-S_o)$.

El valor del RAV aumenta a medida que el valor de la saturación de crudo aumenta, lo que significa que se necesita menos cantidad de vapor inyectado para lograr producir el crudo presente en el yacimiento. El vapor inyectado antes de la ruptura empuja los fluidos presentes en el yacimiento hacia los

pozos productores, y a la vez disminuye la viscosidad, lo que explica la baja cantidad de vapor necesaria para lograr la producción del crudo.

Figura 105. Relación aceite vapor, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo.



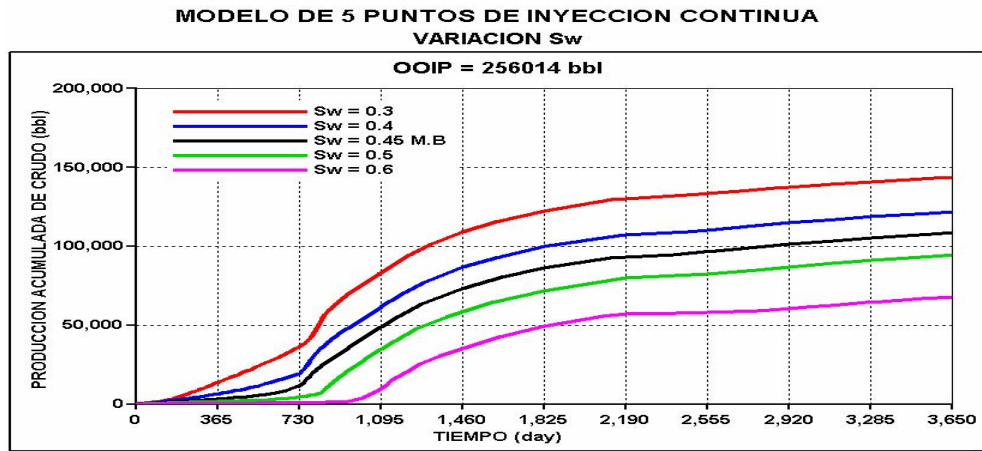
Fuente: Simulador STARS de CGM.

3.6.4 Variación de las saturaciones de los fluidos del yacimiento, (2º forma). Se desarrollo otra forma de variación de las saturaciones iniciales de los fluidos presentes en el yacimiento, en la cual se mantuvo constante la cantidad inicial de crudo presente en el modelo, y se vario la porosidad de la roca productora, aunque se podrían variar también el área del patrón o el espesor de la formación, pero estas variaciones ya se llevaron a cabo.

TABLA 27. Variación de la saturación de crudo inicial, con el mismo ooip.

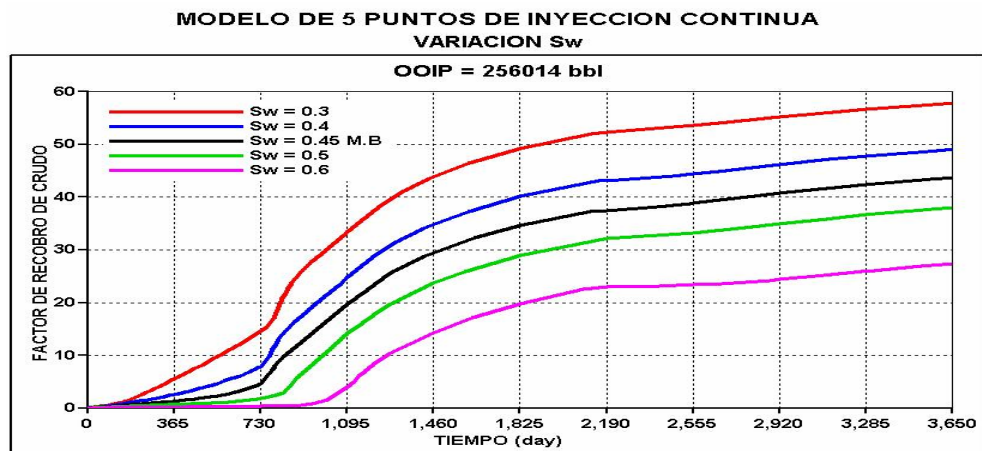
| SATURACION DE AGUA | OOIP = 256014 |
|--------------------|----------------------|
| 0.30 | $\emptyset = 0.2357$ |
| 0.40 | $\emptyset = 0.2752$ |
| 0.45 | $\emptyset = 0.3000$ |
| 0.50 | $\emptyset = 0.3298$ |
| 0.60 | $\emptyset = 0.4125$ |

Figura 106. Producción acumulada de crudo, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

Figura 107. Relación aceite vapor, análisis de sensibilidad a formaciones de diferentes valores de saturación de crudo.



Fuente: Simulador STARS de CGM.

La producción y el factor de recobro de crudo se comportan con la misma tendencia que la 1ª variación de saturaciones (ver numeral 3.6.3).

4. CONCLUSIONES

Con base en el estudio de simulación realizado con el simulador STARS para un proceso de inyección continua de vapor, se realizan las siguientes recomendaciones:

- ✚ Se debe realizar el ajuste histórico de las curvas de los fluidos producidos (agua, crudo y gas), para que los resultados de la simulación se comporten como se comportarán las curvas de producción reales.
- ✚ Seleccionar los valores de los parámetros operativos que hacen que se comporte de manera más eficiente el proceso de inyección continua de vapor.
- ✚ Variar la tasa de inyección de vapor después del tiempo de ruptura es muy importante pues se genera un aumento en la eficiencia del frente de vapor al barrer las zonas productoras de crudo, causando que se aumente el factor de recobro y se disminuya la saturación de crudo en el modelo.
- ✚ La cantidad de energía que puede ser transmitida a la zona de interés depende de la calidad de vapor inyectado, ya que a mayor calidad mayor cantidad de calor suministrado.
- ✚ En un proceso de inyección continua de vapor, la distancia entre los pozos productores juega un papel muy importante en la distribución del calor en la zona de interés. Entre menor sea el espaciamiento entre pozos, mayor es el calentamiento de la formación y el barrido del frente de vapor se produce de manera mas uniforme, causando una disminución de la saturación de crudo en el yacimiento.

- ✚ La disminución de la viscosidad de los crudos pesados en un proceso de inyección continua de vapor se debe al aumento de la temperatura de la formación productora y de los fluidos que esta contiene, además por el calentamiento de las formaciones adyacentes a la roca productora.

- ✚ Debido a la alta viscosidad del crudo, se debe realizar un proceso de estimulación con vapor en los pozos productores (huff and puff), para disminuir los bancos de crudo frío, lo que permite que el desplazamiento del crudo se realice mas fácilmente desde el pozo inyector hacia los pozos productores.

- ✚ Se observa que los fenómenos de segregación gravitacional y de disminución de la viscosidad son los principales mecanismos de desplazamiento que actúan durante el proceso de inyección continua de vapor.

- ✚ Para el modelo simulado, la aplicación de un proceso de inyección continua de vapor genera un incremento significativo en la producción de aceite el cual se ve reflejado en el aumento del factor de recobro del mismo. Con base en lo anterior y teniendo en cuenta las condiciones especificadas para el modelo de yacimiento tomado para este estudio puede decirse que dicho yacimiento se constituye en un buen candidato para ser sometido a este proceso.

5. RECOMENDACIONES.

Con base en el estudio de simulación realizado con el simulador STARS para un proceso de inyección continua de vapor, se realizan las siguientes recomendaciones:

- ✚ Llevar a cabo un proceso de simulación en un campo real, con la respectiva variación de los parámetros operativos y el análisis de sensibilidad, ya que se cuenta con el apoyo del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para el suministro de los datos necesarios.
- ✚ Efectuar un análisis económico mediante el cual se pueda establecer los costos de la generación del barril de vapor y la factibilidad económica de la realización del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. ABREU, TOMAS J. & Otros. Apuntes de recuperación secundaria. División de ingeniería en ciencias de la tierra. Universidad nacional de México.
2. ASÍS, K.& RAMESH, A. B. Fourth SPE Comparative solution project: Comparison of steam injection simulators. SPE 13510.
3. BLEVINS T. BILLINGSLEY R. The ten pattern steamflood, Kern river field, California. SPE
4. BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery, John Wiley & Sons, New York, 1988.
5. BOBERG, T. C. & LANTZ, R. B. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well, En: JPT, diciembre 1966; p. 1613-1623.
6. boletín estadístico N°7 año 35, ACIPET 2002
7. BURSELL C. Steam displacement, Kern River field. SPE 2738.
8. CHIEH Chu. Pattern configuration effect on steamflood performance. SPE 6728.
9. CHIOU R, KIRST T & KIVEN C. Reservoir description and steamflood development in the Lost Hill field. SPE 20727.
10. CRAFT, B. C. & HAWKINS, M. F., Jr. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., 1959.

11. CRICHOLW, HENRY B. Modern Reservoir Engineering- A simulation Approach. Prentice Hall Inc. 1977. pag 354.
12. CURTIS, C. KOPPER, R. DECOSTER, E. HUGGINS C. Yacimientos de petróleo pesado, Oilfield review. 2002 / 2003.
13. ELLISON T, CLAYTON C. Reservoir simulation improves implementation of a midway subset steamflood. SPE 29641.
14. FAROUQ, ALI. S. M. Oil Recovery by Steam Injection, Producers Publishing Company Inc. Bradford, Pennsylvania, 1970.
15. FAROUQ, ALI. S. M; MELDAU R. Current steamflood technology. SPE 7183.
16. GAEL B, GROSS J, & McNABOE G. Development planning and reservoir management in the Duri steam flood. SPE 29668.
17. GEORGE, Paul W. Simulating Coalbed methane reservoirs. Advanced Resources International, Inc. 1996.
18. GÓMEZ FLOREZ, LUIS CARLOS. Planeación de proyectos. Escuela de ingeniería de sistemas. Universidad Industrial de Santander. 2001.
19. GOMEZ, L. G. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos. Inyección Cíclica y Continua de Vapor, UIS, 1989.
20. GONTIJO, J. E. y AZIZ, K. A Simple Analytical Model for Simulating Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs. SPE 13037.

21. HAAN de J; SCHENK L. Pce analysis of a major steam drive project in the tia juana field, western Venezuela. SPE 1915.
22. HERNANDEZ M, DOMINGUEZ G. Apuntes de simulación matemática de yacimientos. Universidad nacional Autónoma de México, 1984.
23. HONG, K.C. Effects of steam quality and injection rate on steamflood performance. SPE 25788.
24. KARLEKAR, B.V. Transferencia de Calor. Mc Graw Hill. 1995.
25. KERNS L & KIRST T. Identification of a desaturated zone and its effect on steamflood performance / development at Lost Hill California. SPE 22894.
26. MANUCCI, J. E. Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales, Universidad del Zulia, Maracaibo, 1990.
27. MATTAX, CALVIN C. Reservoir Simulation. SPE Monograph Vol. 13. 1990.
28. MERCADO, CESAR & ROSENDO, MIGUEL. Recobro mejorado de crudos en pozos horizontales mediante el método de segregación gravitacional asistida por vapor utilizando un solo pozo (SW-SAGD).
29. NORMA TECNICA COLOMBIANA. Guía para numeración de divisiones y subdivisiones en documentos escritos, 2001.
30. PEARCEMAN, DONALD. Fundamentals Of Numerical Reservoir. Elsevier Scientific Publishing Company. 1977.
31. POETTMAN, F.H. Improved Oil Recovery.

32. PRATS, M. Thermal Recovery, Monografía de SPE AIME, Henry L. Doherty series, Vol. 7, New York, 1986.
33. RAMEY, H. J. Jr. Wellbore heat transmission, En: JPT, Abril 1998; p. 427-440.
34. RAMLAL V. Enhanced oil recovery by steamflooding in a recent steamflood project, Cruse "E" field, Trinidad. SPE 89411.
35. RESTINE J, GRAVES W, ELIAS Jr R. Infill drilling in a steamflood operation: Kern River field. SPE 14337.
36. RICHARDSON, J.G. HARRIS, D. G. The effect of small, discontinuous shales on oil recovery.
37. SABINO CALOS A. Como hacer una tesis y elaborar trabajos escritos. Editorial Panamericana. Santafé de Bogota. 1996.
38. SANDOVAL ROY, LACAYO JUAN. Análisis de sensibilidades para pozos de crudo pesado sometidos a inyección cíclica de vapor mediante la herramienta STARS, 2003.
39. SMITH, CHARLES ROBERT. Mechanics of secondary oil recovery.
40. STARS, ModelBuilder, ResultGraph, Result 3D. User guides 2004. Computer Modeling Group Ltd.
41. STOKES, D; BREW, J; WHITTEN, D; WOODEN, L.. Steam drive as a supplemental recovery process in a intermediate – viscosity reservoir, Mount poso field, California. SPE

42. ZIEGLER ,V. A comparison of steamflood strategies: five-spot pattern vs. Inverted nine-spot pattern. SPE 13620.

43. <http://quipu.uni.edu.pe>


44. <http://www.cmgl.com.ca>

45. <http://www.slb.com>

ANEXO A. GUIA DE SIMULACIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR EN EL SIMULADOR STARS.

Es importante conocer la manera como se construye el modelo base y como se lleva a cabo el proceso de simulación. A continuación se presenta una breve guía de simulación enfocada a procesos de inyección continua de vapor. Esta guía está orientada a personas con conocimientos básicos en simulación de yacimientos, se le sugiere al lector seguir los pasos mencionados para realizar un proyecto de simulación, teniendo en cuenta los parámetros más influyentes en un proceso de inyección continua de vapor. Se aconseja acudir a los manuales profesionales de simulación incorporados en el simulador CMG en caso de querer implementar una aplicación especial, ingresar datos extras a la simulación o tener dudas en el funcionamiento de alguna sección, dichos manuales se encuentran en la siguiente dirección, ***c://archivos de programa/CMG/STARS/2004.10/DOC/st200410sp.***

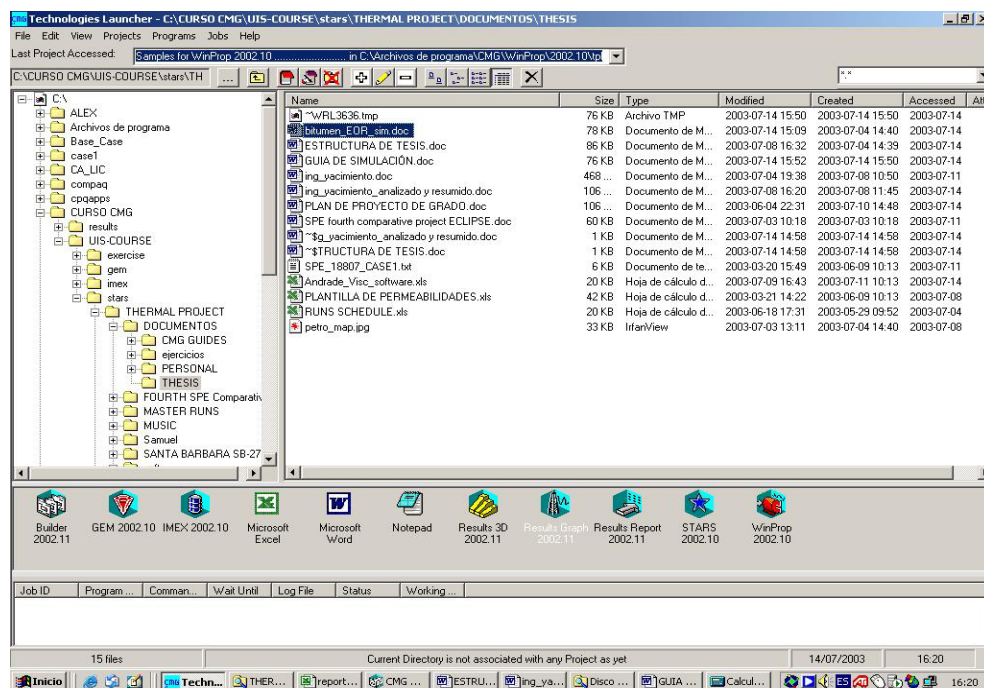
A.1 INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (***TECHNOLOGIES LAUNCHER***).

Haga doble clic en el icono de **CMG** , a continuación se abrirá el ***Technologies Launcher 2004.10***, una ventana en donde se tiene acceso a los diferentes tipos de simuladores y que a la vez funciona como directorio de proyectos. Desde esta ventana usted podrá manejar los archivos de los proyectos de simulación realizados y los generados por el simulador. Como se puede observar en la figura 108.

A.2 CREACIÓN DE UN NUEVO ARCHIVO DE SIMULACIÓN.

Para la creación de un nuevo archivo de simulación, se debe primero hacer doble clic en el icono del **modelbuilder** (constructor del modelo), aparece una ventana (figura 109), que permite escoger el tipo de simulador que se desea utilizar, el tipo de unidades que se van a utilizar, la porosidad (para saber si se va a modelar un yacimiento normal o uno naturalmente fracturado) y la fecha de inicio del proceso de simulación.

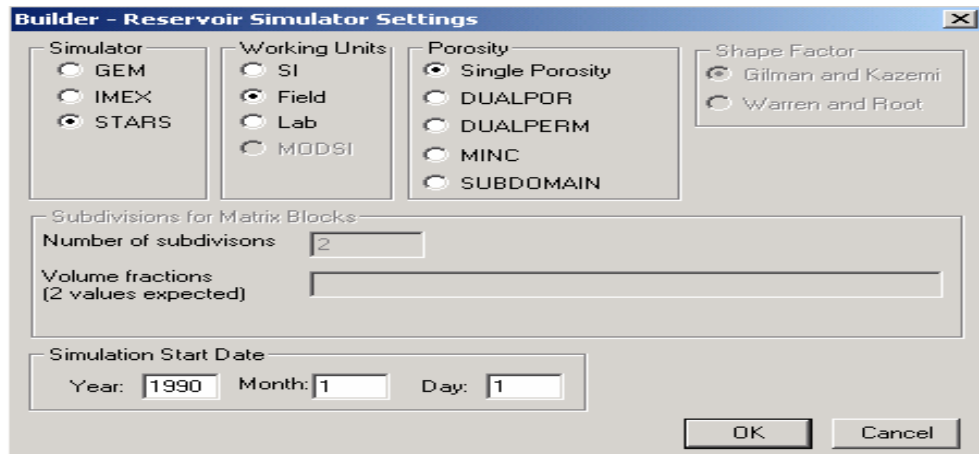
Entorno grafico del Technologies Launcher 2004.10.



Fuente: Simulador CMG.

Seleccione el simulador **STARS**, unidades de campo (**field**), y un sistema de porosidad normal (**single porosity**). Ingrese el año, mes y día en que comienza la simulación, luego haga lo mismo para la fecha de terminación del proceso, luego haga clic en **OK**.

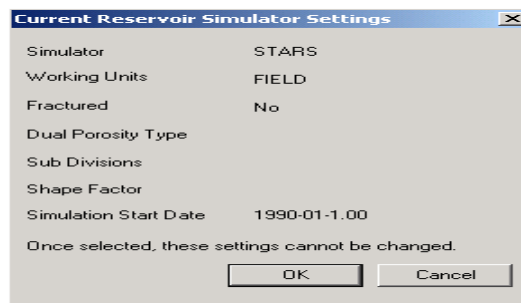
Ventana para la generación de un nuevo caso de simulación.



Fuente: Simulador CMG.

Aparecerá una ventana (figura 110), que muestra todos los ítems seleccionados y advierte que una vez seleccionados no se podrán efectuar cambios. Haga clic en **OK**.

Ventana que informa los parámetros escogidos para el nuevo modelo.

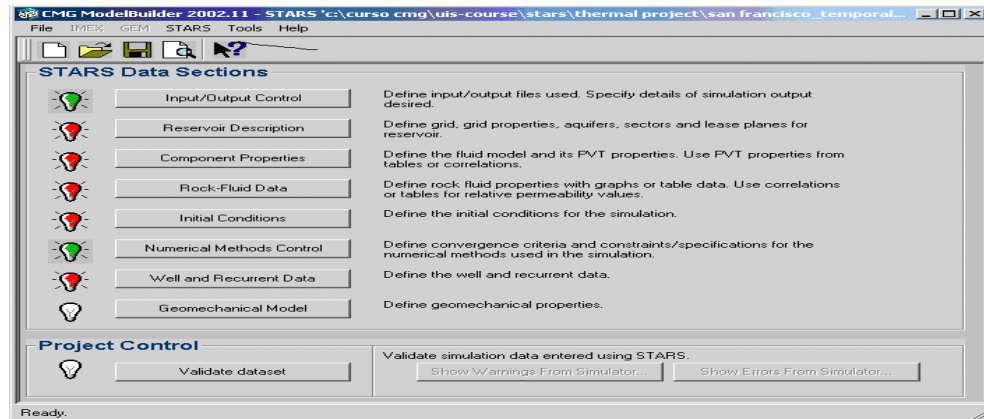


Fuente: Simulador CMG.

Una de las principales modificaciones realizadas a la actualización del simulador CMG 2004.10, es que ya no aparecen las dos secciones del **modelbuilder** y el **gridbuilder** (figura 112). La nueva versión presenta la integración de estas dos secciones. El simulador ingresa automáticamente a la sección **modelbuilder** que contiene la ventana principal, otorgando una ventaja de tiempo pues no se debe estar abriendo y cerrando determinada sección,

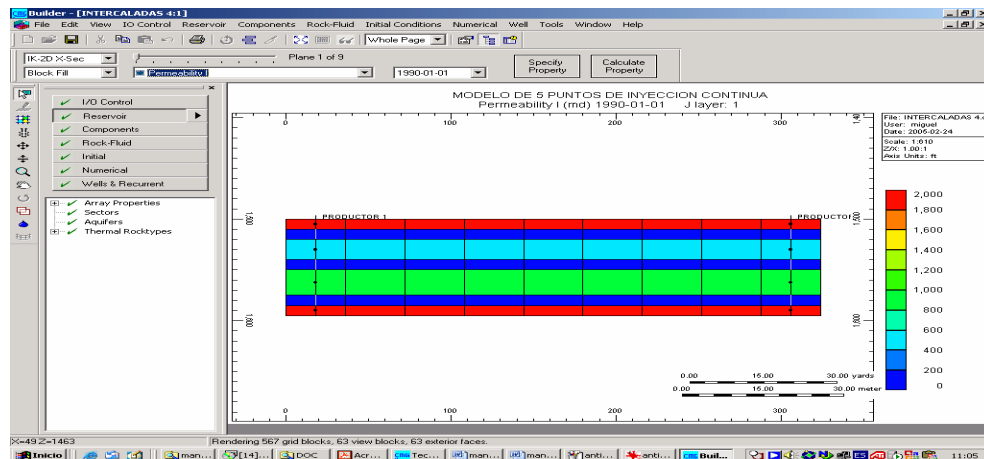
todo aparece en un mismo lugar como se observa en la figura , en esta versión del simulador la opción **geological model** (modelo geológico) ha desaparecido.

Anterior presentación de la ventana principal del modelbuilder.



Fuente: Simulador CMG.

Presentación actual del modelbuilder 2004.10



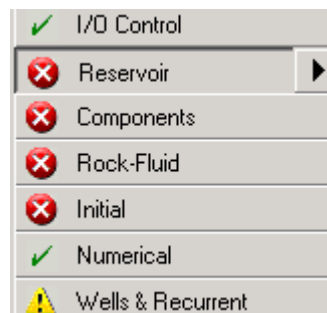
Fuente: Simulador CMG.

El modelbuilder de esta versión es mucho más amigable debido a que todas las secciones se encuentran disponibles en un solo lugar. Las opciones principales para la construcción del nuevo modelo se pueden observar en la figura 113.

- ✓ Indica cuando una sección se ha completado correctamente y no se generaran errores en la simulación. Para llevar a cabo el proceso de simulación todas las secciones deben encontrarse con este símbolo.
- ✗ Indica cuando una sección no se ha completado.
- ⚠ Indica cuando a una sección le hace falta información o la información ingresada no es la adecuada, lo que podría causar fallas en la simulación.

Cinco de las opciones presentadas son fundamentales y obligatorias para la realización del modelo a simular, las cuales son, **reservoir, components, rock-fluid, initial, well & recurrent**. Las otras dos secciones son opcionales **I/O control, numerical**, las cuales son descritas a continuación.

Secciones principales para la construcción del modelo.



Fuente: Simulador CMG.

A.2.1 Reservoir (descripción del yacimiento). En esta sección se realiza la descripción completa y detallada de cómo crear y editar el enmallado del modelo que se va a simular. Se escoge el sistema de coordenadas en las que se va a trabajar, si hay acuíferos presentes y las propiedades térmicas de la roca, además de adicionar la ubicación de los pozos en el enmallado.

Para la creación del enmallado se tienen diferentes opciones:

- ✚ Cartesiano.

- ✚ Radial.
- ✚ De profundidad y espesor variable.
- ✚ Enmallado tipo puntos de esquina.

A.2.2 Components (componentes). En esta sección se definen los componentes que constituyen el fluido, al igual que sus propiedades físicas y termodinámicas.

A.2.3 Rock-fluid (propiedades roca-fluido). Se definen las propiedades de interacción del sistema roca – fluido y se generan las tablas de permeabilidades relativas, conjuntos de interpolación, adsorción, las presiones capilares, difusión y la dispersión de los componentes.

A.2.4 Initial (Condiciones iniciales). Se definen las condiciones iniciales de yacimiento y del fluido, necesarias para la simulación.

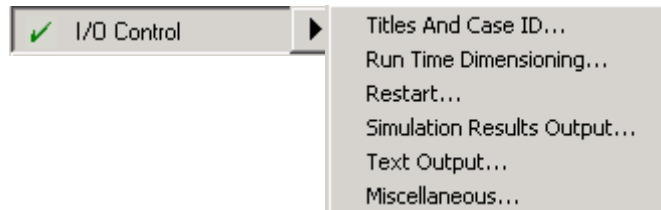
A.2.5 Well & recurrent (datos de pozo y datos recurrentes). En esta sección se definen las propiedades de los pozos y las restricciones que se le aplican a cada tipo de pozo presente en la simulación. Además se definen las fechas de los trabajos que se van a llevar a cabo durante un proceso determinado.

A.3 PASOS A SEGUIR PARA LA CREACIÓN DEL MODELO.

Para la creación de un nuevo modelo se deben completar las secciones mencionadas anteriormente. A continuación se procede a hacer la descripción de cada una de estas secciones.

A.3.1 I/O Control (control de entradas y salidas). En esta sección se genera la identificación del proyecto.

Menú de control de entradas y salidas.



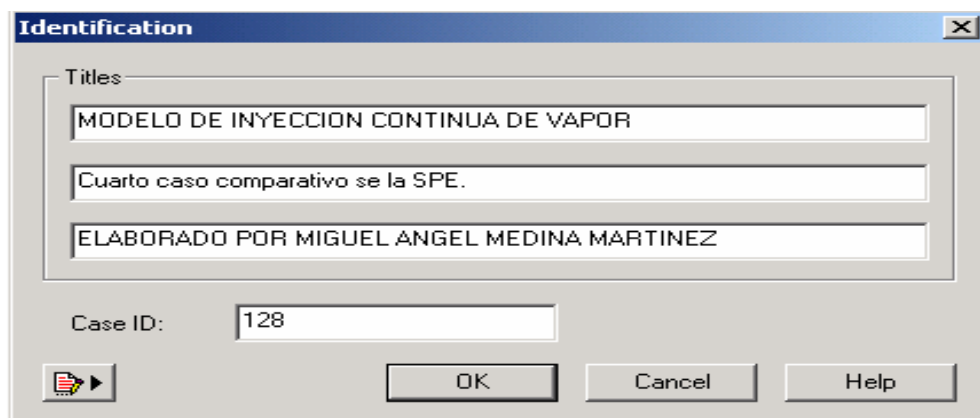
Fuente: Simulador CMG.

A continuación se describe cada uno de los ítems del menú.

A.3.1.1 Titles and case ID (nombre y numeración de la corrida). Ingrese el nombre y la descripción que se le hace al modelo, para poder identificar los archivos de salida, luego pulse **OK**, como se observa en la figura 115.

A.3.1.2 Run time dimensioning¹². Esta sección se activa en caso de que los parámetros que vienen por defecto en el simulador no sean suficientes. El dimensionamiento en STARS está diseñado para obtener toda la información necesaria para la asignación del yacimiento de un barrido preliminar de los datos. como parámetros para solución de matrices, conexiones entre bloque entre otros.

Ventana de identificación del proyecto simulado.



Fuente: Simulador CMG.

¹² Para conocer los parámetros de dimensionamiento, remítase a la guía del usuario de STARS versión 2004.

A.3.1.3 Restart (reinicio). Se utiliza en caso de que se trabaje con un modelo ya elaborado, en el que se elige un tiempo a partir del cual se reinicia la simulación. Se utiliza principalmente en el análisis de sensibilidad y en el ajuste histórico.

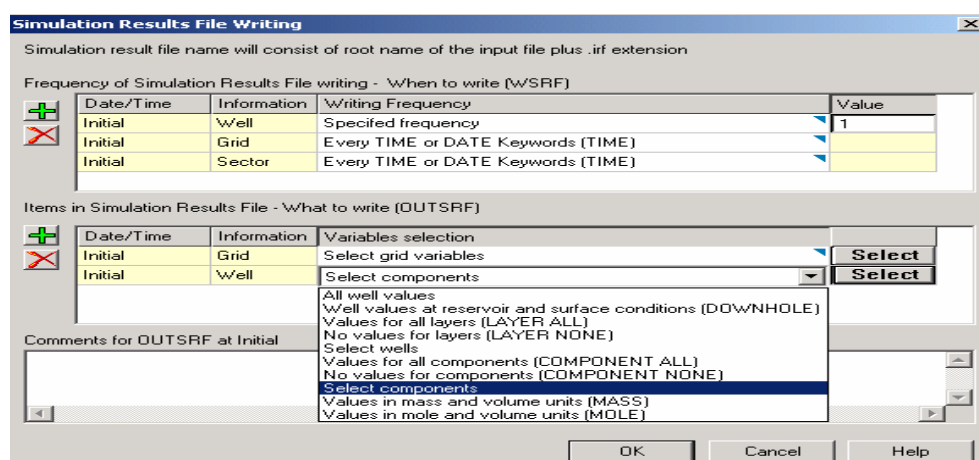
A.3.1.4 Simulation results output (resultados de salida de la simulación).

En esta sección se especifican los valores para que el simulador presente los reportes. Seleccionando **Specified frequency** igual a 1, para que se generen los reportes para well, grid y sector cada time step.

En ítems **result file**, seleccione las variables que desea simular. Pulse en **select** y aparece una ventana **simulation results file writing** en donde se encuentran todas las variables que presenta el simulador, seleccione las que necesite y pulse **OK**, como se observa en la figura 108.

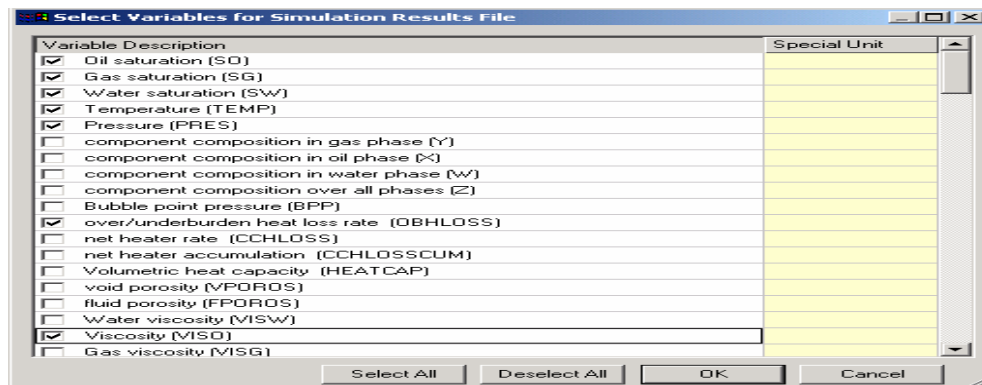
A.3.1.5 Text output (texto de salida). En los archivos de salida se presentan los resultados de las variables que se seleccionen en esta sección. salida. Al hacer clic en select aparece la ventana **simulation results file**, en donde se encuentran todas las variables que presenta el simulador, la ventana es muy similar y se usa de la misma manera que la presentada en la siguiente figura.

Ventana de selección de los datos reportados en los archivos de salida.



Fuente: Simulador CMG.

Ventana de selección de variables.

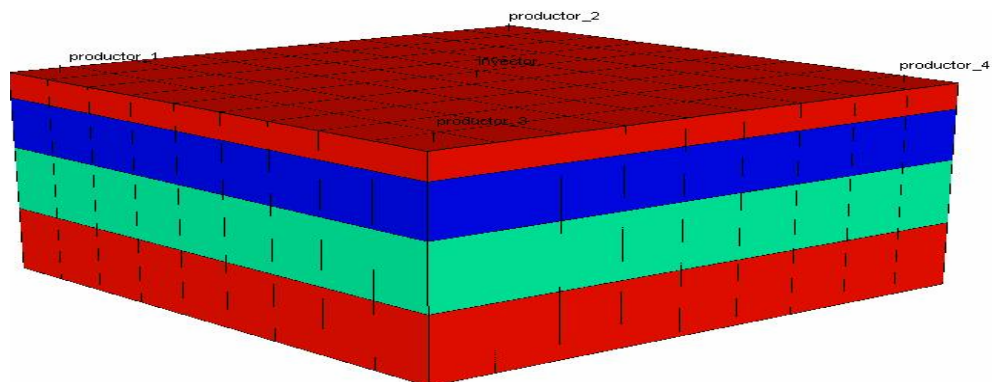


Fuente: Simulador CMG.


A.3.1.6 Miscellaneous (varios). En esta sección se puede elegir la tolerancia de errores antes de terminar la simulación, y la acción que se desea tomar.

A.3.2 Reservoir (descripción del yacimiento). Pulse **reservoir**, luego **cartesian** y en la nueva ventana introduzca el número de divisiones en la dirección X, el número de divisiones en la dirección Y, luego el tamaño que se le va a dar a cada celda, por ejemplo el tamaño de la primera celda es de 20 pies y el tamaño del resto de celdas es de 30 pies, usted debe ingresar los valores de la siguiente manera, 20, n*30, en donde n es el número restante de celdas a ingresar, luego pulse **OK**. El enmallado del modelo se vera como el de la figura.

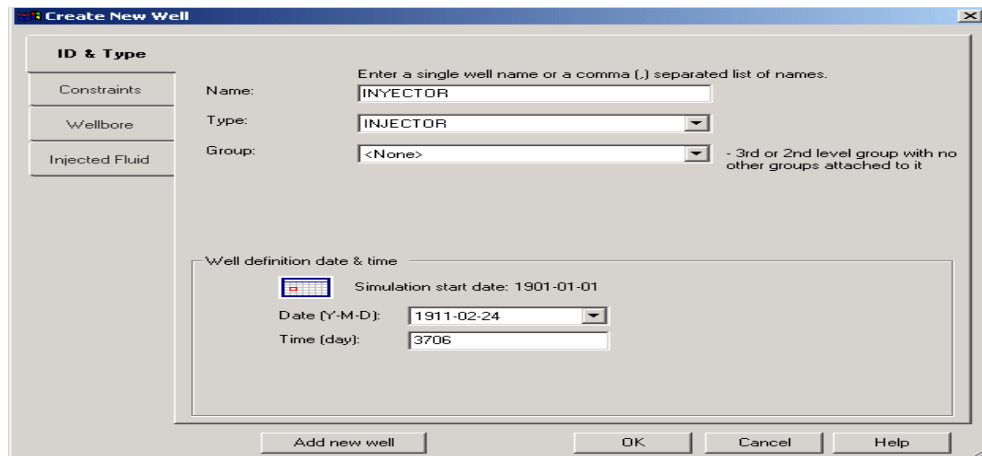
Tipo de enmallado cartesiano.



Fuente: Simulador CMG.

En esta sección se agregan los pozos inyectores, productores y de monitoreo que se vayan a utilizar, para lo cual se pulsa sobre el icono , el cual le abre la siguiente ventana.

Creación de nuevos pozos.



Fuente: Simulador CMG.


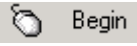
A.3.2.1 ID & Type (nombre y tipo de pozo). En esta pestaña introduzca el nombre del pozo, el tipo, la fecha de inicio y de terminación de la simulación.

A.3.2.2 Constrains (restricciones). Introduzca las restricciones de operación para cada tipo de pozo presente en la simulación.

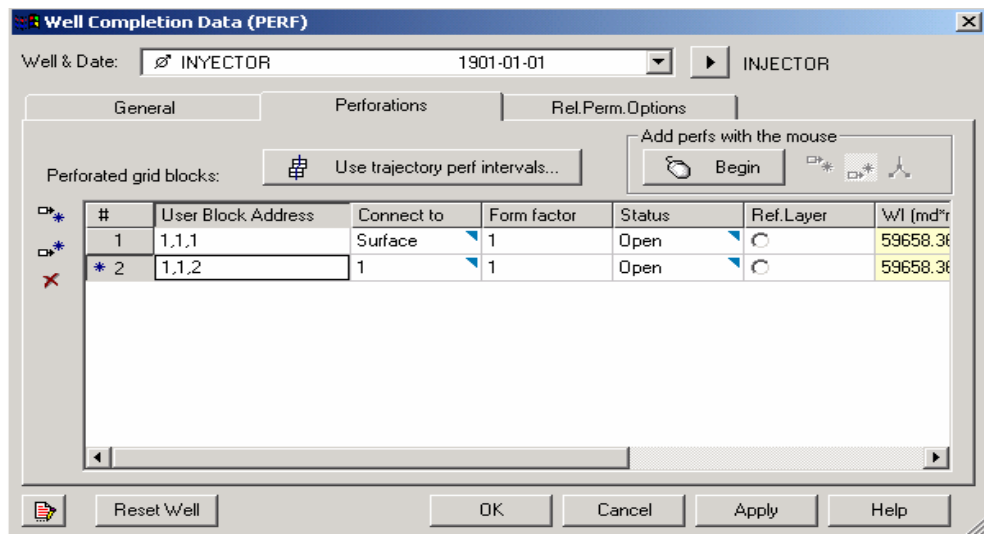
A.3.2.3 Wellbore (pozo). Introduzca los datos de la tubería, tales como el radio, la longitud, la rugosidad, además seleccione la forma en que se desean calcular las pérdidas de presión.

A.3.2.4 Injected fluid (fluido inyectado). Permite seleccionar el tipo de fluido que se va a utilizar durante el proceso de inyección.

Luego de definir los pozos creados se pulse **OK**, el software le pregunta si quiere crear las perforaciones de los pozos, pulse **OK**, aparece una ventana

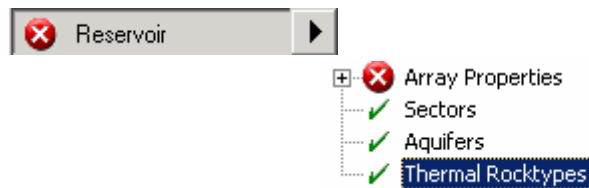
desde la que se pueden ubicar los pozos y sus perforaciones mediante dos formas. La primera forma es introduciendo las coordenadas de las celdas en las que se quiere ubicar el pozo al pulsar  , y la segunda forma es con la ayuda del Mouse, se van seleccionando las celdas en las que se desea ubicar el pozo, pulsando  . Después de realizadas las perforaciones pulse **OK**.

Generación de los datos de completamiento de pozos.



Fuente: Simulador CMG.

Menú desplegable para las propiedades del yacimiento.

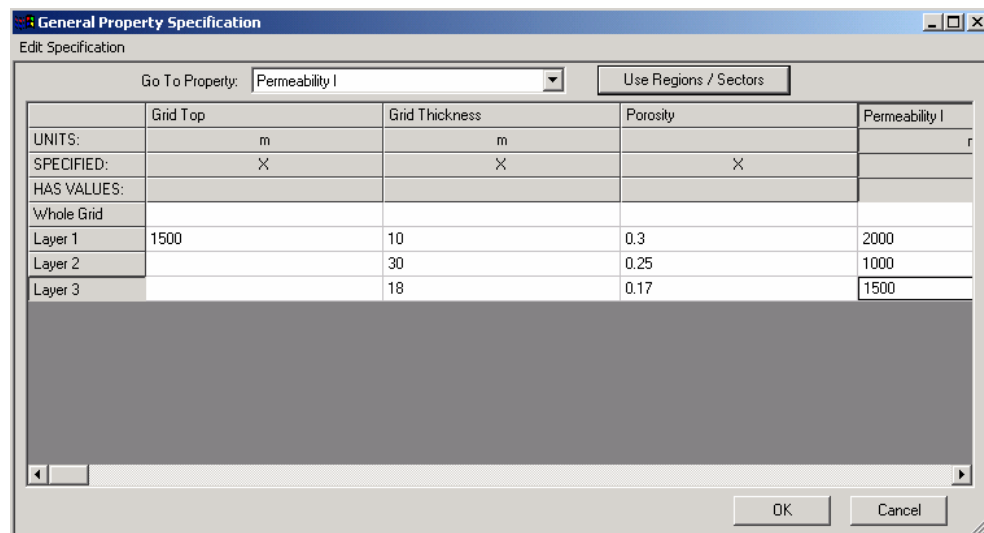


Fuente: Simulador CMG.


4.3.2.5 Array properties (propiedades del modelo). Pulse clic derecho sobre **array properties** e introduzca las propiedades del yacimiento, como profundidad del tope de la formación, espesor de cada estrato, porosidades,

permeabilidades verticales y horizontales, saturaciones de los fluidos contenidos en el yacimiento, entre muchas otras, como se observa en la figura.

Propiedades del yacimiento



Fuente: Simulador CMG.

Después de introducir los valores, hacer clic en **OK**, la ventana se cierra, luego se selecciona  para activar la opción de calcular las propiedades, que es la sección en la cual el simulador realiza los cálculos con todos los datos introducidos por el usuario, luego pulse **OK**.

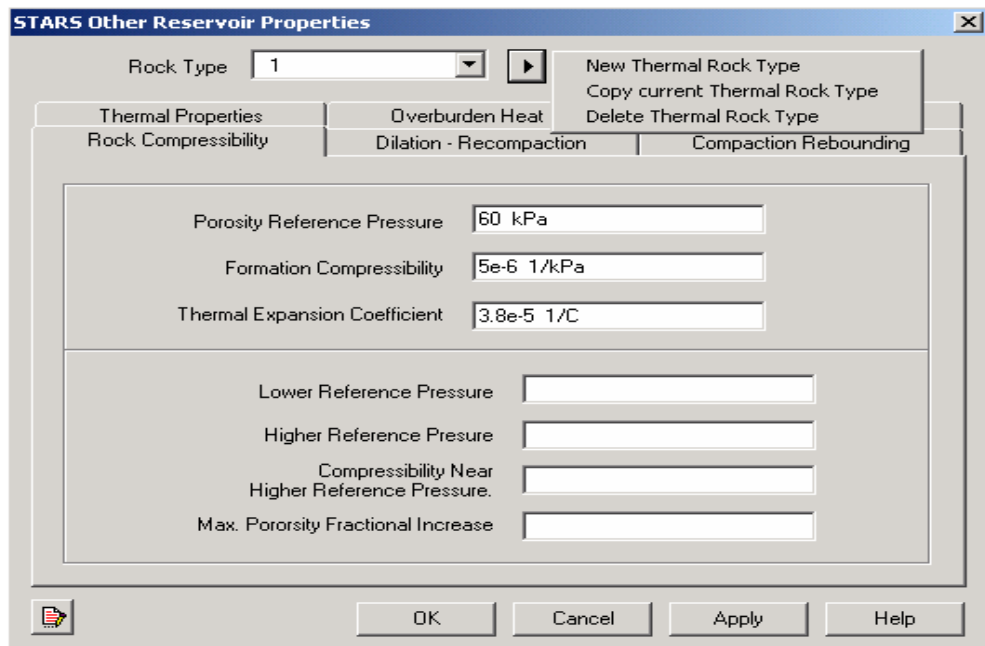
4.3.2.6 Sectors (sectores). Sirve para crear sectores que posean las mismas características dentro del yacimiento, como por ejemplo sectores que posean el mismo valor de porosidad.

4.3.2.7 Aquifers (acuífero). Se utiliza para crear acuíferos que generen un empuje sobre los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, y para mantener la presión del mismo.


4.3.2.8 Thermal Rocktypes (propiedades térmicas de la roca). Pulse sobre este hipervínculo, aparece una ventana en la cual se introducen los


valores de conductividad, compresibilidad, capacidad calorífica de las rocas generadora y adyacentes, como lo muestra la figura.

Otras propiedades del yacimiento.



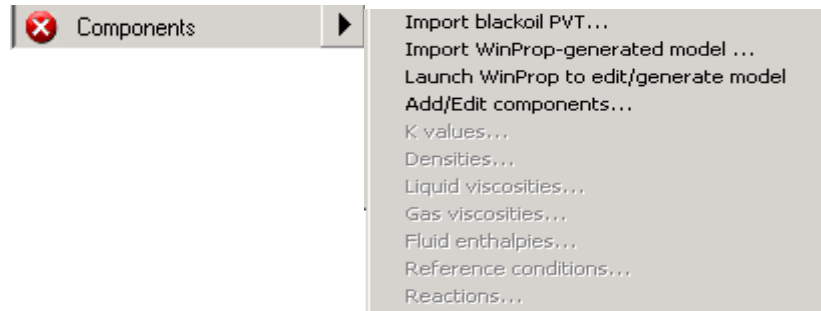
Fuente: Simulador CMG.

Al ingresar un nuevo modelo, se debe pulsar sobre , desplegando un menú, se escoge **New thermal rock types** para activar todas las casillas de las seis pestañas e introducir los datos necesarios. Pulse **OK**.

Después de todo este proceso debe aparecer , para la opción de **reservoir**, indicando que se ha completado con éxito esta etapa.

A.3.3 Components (componentes). En esta sección se definen los componentes del fluido y la fase en la que se encuentra cada tipo de fluido, como se describe a continuación.

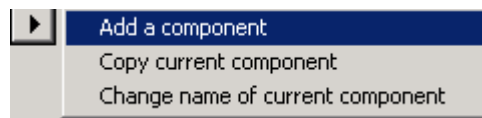
Pasos para la adición de un componente.



Fuente: Simulador CMG.

Al desplegar el menú de componentes, seleccione **Add/Edit components** y en la ventana que aparece a continuación (figura 125), **component and phase properties** pulse el icono **Add/Edit components**, se abre la ventana **component definition**, se puede introducir el componente manualmente de la siguiente manera,

Adición de componentes en forma manual.

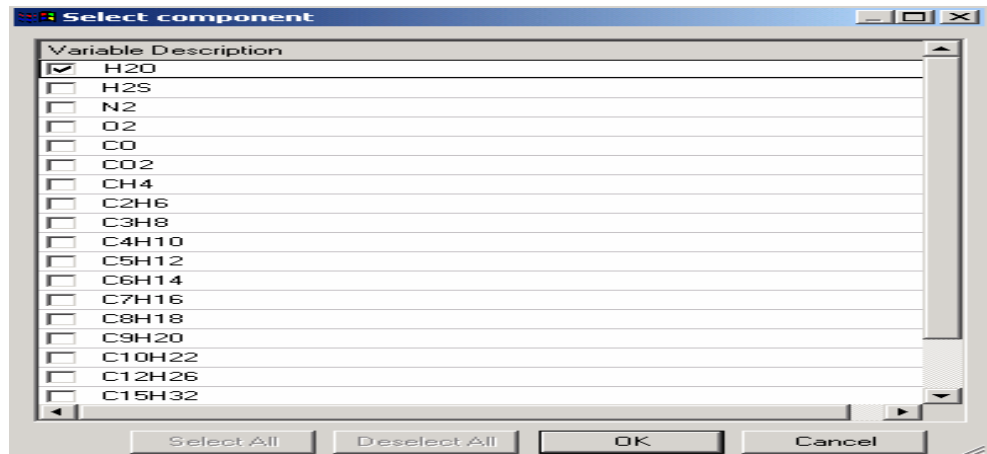


Fuente: Simulador CMG.

Especificando la fase de referencia y las otras fases en las que puede estar presente el componente.

La segunda forma de ingresar un componente es seleccionarlo de la lista de componentes que presenta el software, selecciónelo y pulse **OK**.

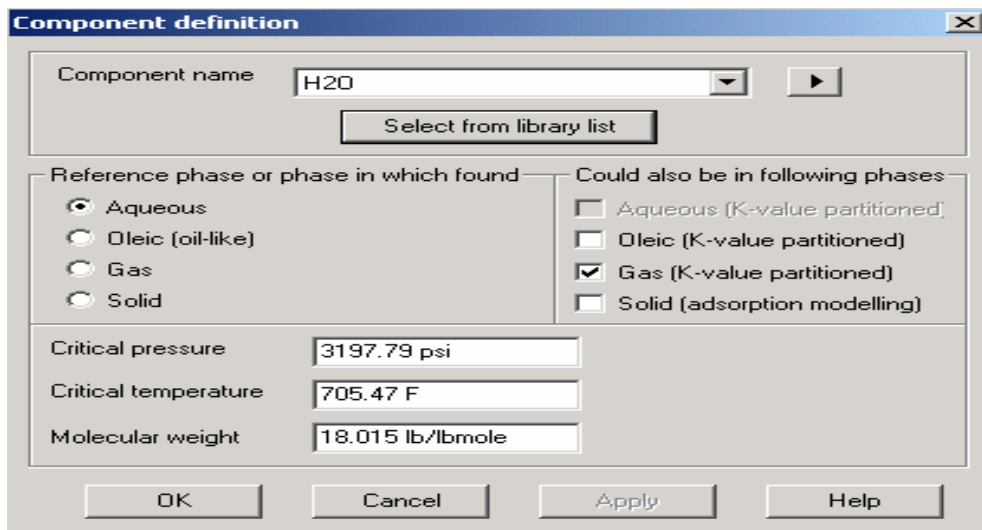
Selección de los componentes de cada fluido.



Fuente: Simulador CMG.

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, pulse **OK**.

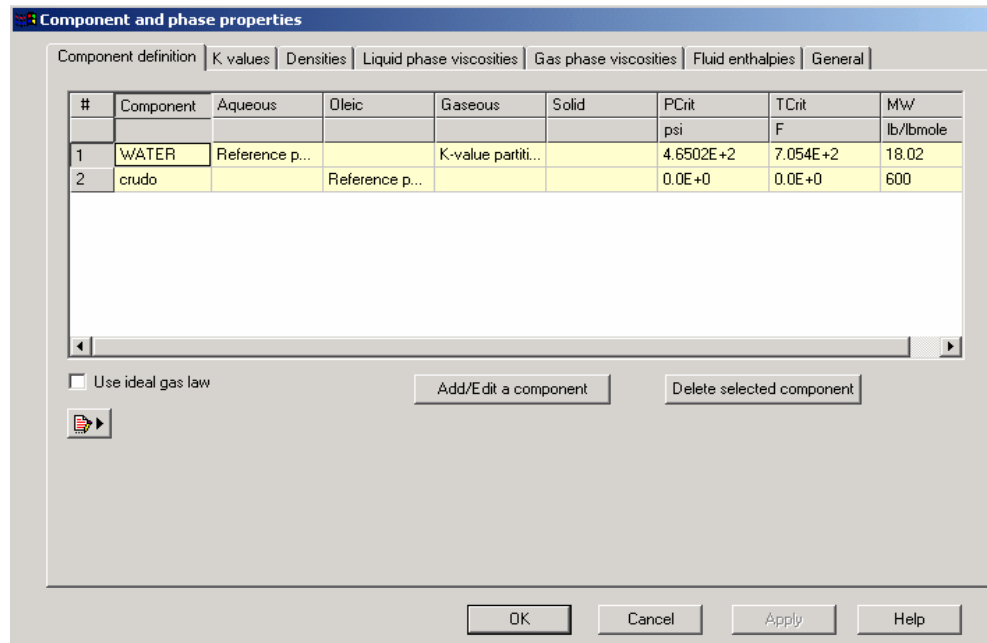
Definición de los componentes.



Fuente: Simulador CMG.

Aparece una ventana informando cada componente seleccionado, sus propiedades y la fase en que se encuentra cada uno de ellos, pulse **OK**, para guardar los cambios realizados.

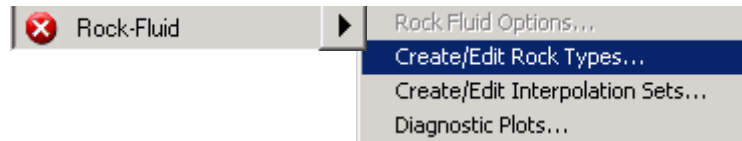
Componentes y fases de cada componente.



Fuente: Simulador CMG.

A.3.4 Rock – Fluid (propiedades de la roca y de los fluidos). Para el tipo de roca 1, que es el que se trabaja por defecto al inicio de la construcción del modelo, se deben Ingresar los valores de permeabilidad y saturación requeridos en la tabla de valores. Estos datos corresponden a los parámetros iniciales de saturación y permeabilidad (**Saturation Endpoints**) y serán utilizados por el simulador para generar las tablas de saturación por medio de las correlaciones adjuntas. La tabla 28 presenta una breve descripción de los datos requeridos.

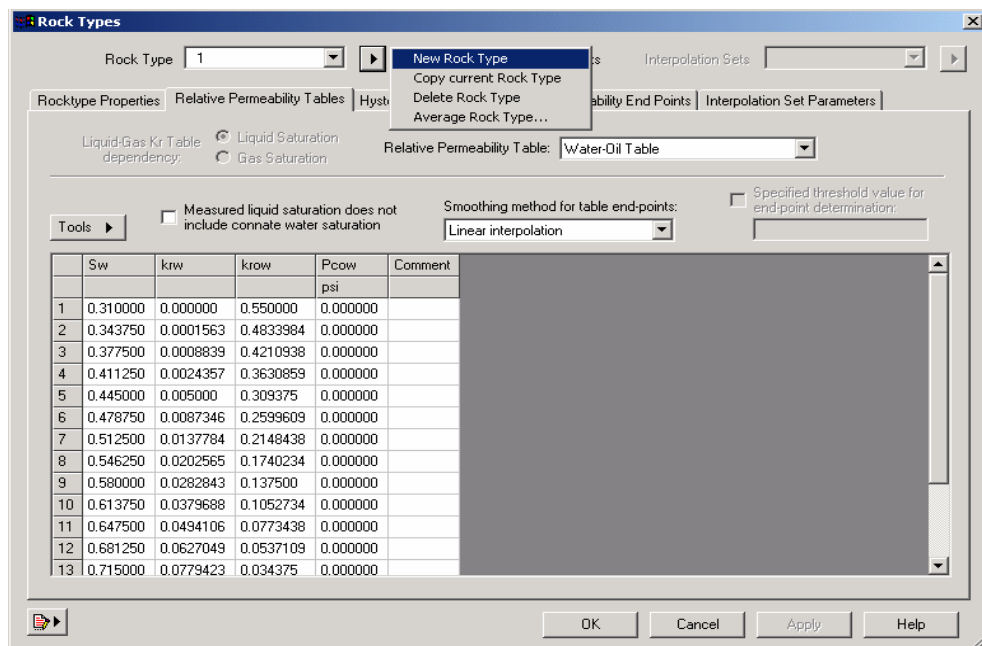
Pasos para la creación de un nuevo tipo de roca



Fuente: Simulador CMG.

Pulse sobre **new rock type** para activar todas las opciones, ingrese los valores de permeabilidad relativa, saturaciones y los otros datos de la tabla en caso de ser necesarios

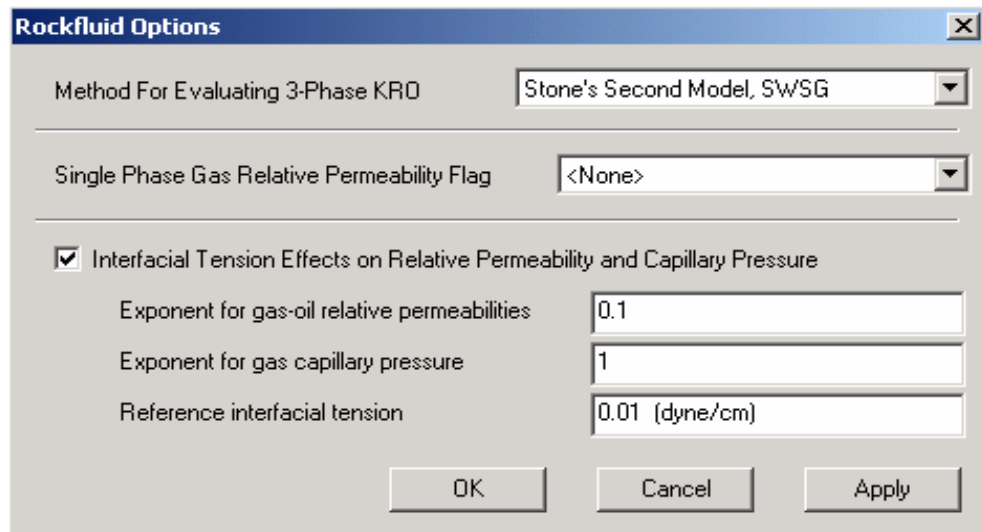
Ventana de correlaciones analíticas para el sistema roca – fluido.



Fuente: Simulador CMG.

Pulse sobre **rock fluids options**, y en la nueva ventana escoja el método para la evaluación de las permeabilidades relativas, en este caso el segundo modelo de Stones, pulse **OK**.

Opciones de evaluación para el sistema roca – fluido.



Fuente: Simulador CMG.

A.3.5 Initial (condiciones iniciales). En esta sección se genera una región de inicio, la cual consta de varias celdas las cuales comparten los siguientes parámetros de inicio: Presión inicial, profundidad de referencia, contactos agua / petróleo y petróleo / gas. Diferentes regiones de inicio son utilizadas cuando el problema presenta varias zonas productoras independientes.

Pulse **initial**, aparece la opción **initialization settings**, que hace que aparezca la ventana en donde se introducen los valores de las condiciones iniciales.

Menú para seleccionar los valores de las condiciones iniciales.



Fuente: Simulador CMG.

Tabla de convecciones de las funciones de saturación

| |
|--|
| <p>Krwo = permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual. Valores sugeridos entre 0.1 y 0.2 para sistemas mojados por agua, 0.3 - 0.4 para mojabilidades intermedias, o > 0.5 para sistemas mojados por aceite.</p> |
| <p>Krocw = permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua connata. Valores sugeridos entre 0.8 - 1.0 para sistemas mojados por agua, o < 0.6 para mojados por aceite.</p> |
| <p>Krgro = permeabilidad relativa del gas a la saturación de aceite residual. Valores sugeridos entre 0.2 - 1.0 para aceites ligeros, o < 0.1 para algunos aceites pesados.</p> |
| <p>Krocg = permeabilidad relativa del aceite a saturación de gas connato. valor entrado debería ser el mismo de Krocw.</p> |
| <p>Swcon = saturación de agua connata. Valores sugeridos > 0.2 para sistemas mojados por agua, o < 0.15 para mojados por aceite.</p> |
| <p>Sgcon = saturación de gas connato. Valores sugeridos entre 0.0 - 0.05, excepto para casos especiales como aceites espumosos.</p> |
| <p>Swcr = saturación de agua crítica. Valores sugeridos iguales o mayores que la saturación de agua connata.</p> |
| <p>Sgcr = saturación de agua crítica. Valores sugeridos iguales o mayores que la saturación de gas connato.</p> |
| <p>Sorw = saturación de aceite residual durante un flujo de agua. Valores sugeridos son < 0.3 para sistemas mojados por agua, 0.4 para mojabilidades intermedias, o > 0.45 para sistemas mojados por aceite.</p> |
| <p>Sorg = saturación de aceite residual durante un flujo de gas. Valores sugeridos entre 0.25 - 0.50.</p> |
| <p>Soirw = saturación de aceite irreducible. Valores sugeridos iguales o menores que la saturación de aceite residual durante un flujo de agua (Sorw).</p> |
| <p>Soirg = saturación de gas irreducible. Valores sugeridos iguales o menores que la saturación de aceite residual durante un flujo de gas (Sorg).</p> |
| <p>Exponentes:</p> <p>Nw = Exponente de la permeabilidad relativa del agua. Now = Exponente de la permeabilidad relativa del aceite en las curvas de agua - aceite. Ng = Exponente de la permeabilidad relativa del gas. Nog = Exponente de la permeabilidad relativa del aceite en las curvas de gas - aceite.</p> <p>Los exponentes controlan la forma de las curvas. Un exponente de valor alto significa una curva mas cóncava. Un exponente menor a 1.0 resultara en una curva convexa, usualmente indicando canalización.</p> <p>Como regla general, use los siguientes exponentes:</p> <p>1.0 = Fracturas en un sistema predominantemente fracturado. 3.0 = Areniscas bien consolidadas. 3.5 = Areniscas no consolidadas pobremente ordenadas. 4.0 = Areniscas cementadas o calizas oolíticas.</p> |

Fuente: Simulador CMG.

Ventana de ingreso de las condiciones iniciales.

| Comp. | Oil Zone (ZOIL) | Gas Cap (ZGAS) |
|--------|-----------------|----------------|
| 1 IC4 | 0.0 | 0.0 |
| 2 H2O | 0.0 | 0.0 |
| Total: | 0.0 | 0.0 |

Fuente: Simulador CMG.

A.3.5.1 Init. Region parameters. Haga click en esta pestaña e ingrese los valores para la profundidad y la presión de referencia, la profundidad del contacto agua – aceite y el valor de la saturación de agua bajo el contacto agua – aceite (SWOC), cada uno de los cuales se describe a continuación.

A.3.5.1.1 Presión inicial. Ingrese la presión de referencia o presión inicial de su yacimiento y la profundidad a la que esta dada esa presión. Este punto de inicio (presión, profundidad) puede estar ubicado en cualquier punto de la zona productora.

A.3.5.1.2 Contactos agua-petróleo y petróleo-gas. Ingrese las profundidades a las que se encuentran los contactos agua / petróleo y petróleo / gas. Estos valores son necesarios solo si una capa de gas o una zona de agua se encuentra dentro de la región de inicio. Las saturaciones iniciales de agua y gas en la región de inicio son asignadas de acuerdo a la profundidad de los contactos.

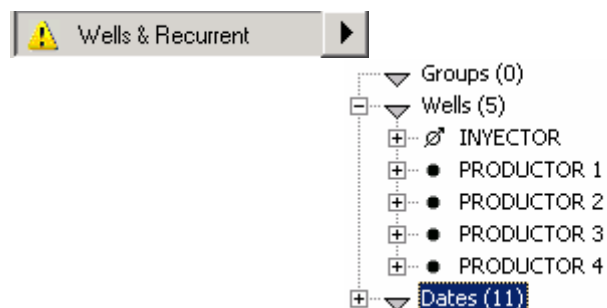
A.3.5.1.3 Saturación de agua bajo la zona de contacto. Ingrese el valor de la saturación de agua en el acuífero, el cual solo es necesario si se ha creado el modelo con un acuífero activo.

A.3.5.2 Métodos de cálculo. Haga clic en la pestaña *calculation methods*. Seleccione la opción *Depth average capillary-gravity method*. De esta forma se activará el cálculo automático de la distribución de saturaciones iniciales en la región de inicio, con base a la profundidad de los contactos, la presión capilar y el gradiente de presión de cada una de las fases. Para guardar los cambios, haga clic en **OK**.

A.3.6 Numerical (métodos numéricos)¹³. Este ítem es opcional y no se modificó para el diseño del modelo de inyección continua de vapor. En él se pueden definir 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 produce.

A.3.7 Well & recurrent (datos de pozo y datos recurrentes). Desde esta sección se pueden crear o editar los pozos y sus correspondientes perforaciones, al igual que en la sección 4.3.2.

Creación o edición de pozos

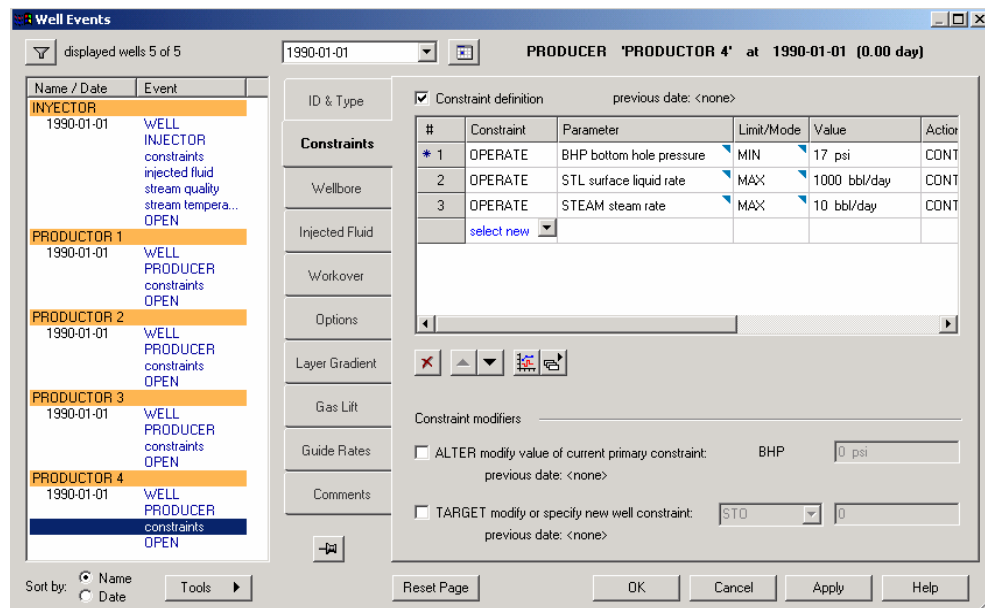


Fuente: Simulador CMG.

¹³ Guía para el usuario STARS.

Pulse **Well & recurrent**, se despliega un menú de opciones, como se observa en el esquema anterior, haga doble clic sobre **wells** y aparecerá una ventana para crear o para editar los pozos existentes. En esta se presenta toda la información de cada pozo, como el tipo de pozo, sus propiedades, restricciones y el estado actual, como se observa en la figura.

Ventana de control de pozos.



Fuente: Simulador CMG.

Pulse sobre **constrains** . Introduzca las restricciones primaria y secundaria de operación para su pozo ya sea inyector o productor. Se recomienda utilizar dos restricciones de operación con el fin de evitar al máximo cualquier error de convergencia. En la figura 135 se muestra la ventana de restricciones para el caso de un pozo productor. Si se define una restricción de operación para el pozo productor de *rata máxima de producción de fluidos* igual a 1000 BFPD a *condiciones standard*, con acción continúa. Estaríamos ordenándole al simulador que produzca máximo 1000 BFPD (agua y aceite), y que trate de establecer este valor constante durante todo el proceso de inyección. En caso de no cumplirse esta restricción, la simulación continúa.

Pulse **options** para elegir el estado de los pozos en una fecha determinada, en este caso seleccione **open**.

Estado de los pozos.

| Control options | Set | Type / Value | Pre |
|--|--|--------------|-----|
| Operating | | | |
| Status | <input checked="" type="checkbox"/> Status | OPEN | |
| Numerical | | | |
| Reset operating constraint after value ... | <input type="checkbox"/> MRC-RESET | RESET | |
| Perforations in inactive blocks | <input type="checkbox"/> NULL-PERF | CLOSED | |
| Wellbore | | | |
| User-set reference depth for BHP (ente... | <input type="checkbox"/> BHPDEPTH | 0 ft | |
| User-set pressure gradient for BHP (ent... | <input type="checkbox"/> BHPGRAD | 0 psi/ft | |
| Transient discretized wellbore | <input type="checkbox"/> TRANSIENT | ON | |
| Well cross or back flow model | <input type="checkbox"/> XFLOW-MODEL | FULLY-MIXED | |
| Well head method | <input type="checkbox"/> HEAD-METHOD | GRAVITY | |
| relative roughness (optional) | | | |

Fuente: Simulador CMG.

Para el caso de los pozos inyectoros creados, pulse **injected fluid** para definir el tipo de fluido que se está inyectando y sus propiedades, en este caso la calidad del vapor y la temperatura de inyección de vapor.

Propiedades del fluido de inyección.

| # | Component | Fraction |
|--------|-----------|----------|
| 1 | WATER | 1. |
| 2 | crudo | 0. |
| Total: | | 1. |

Injection Stream Attributes

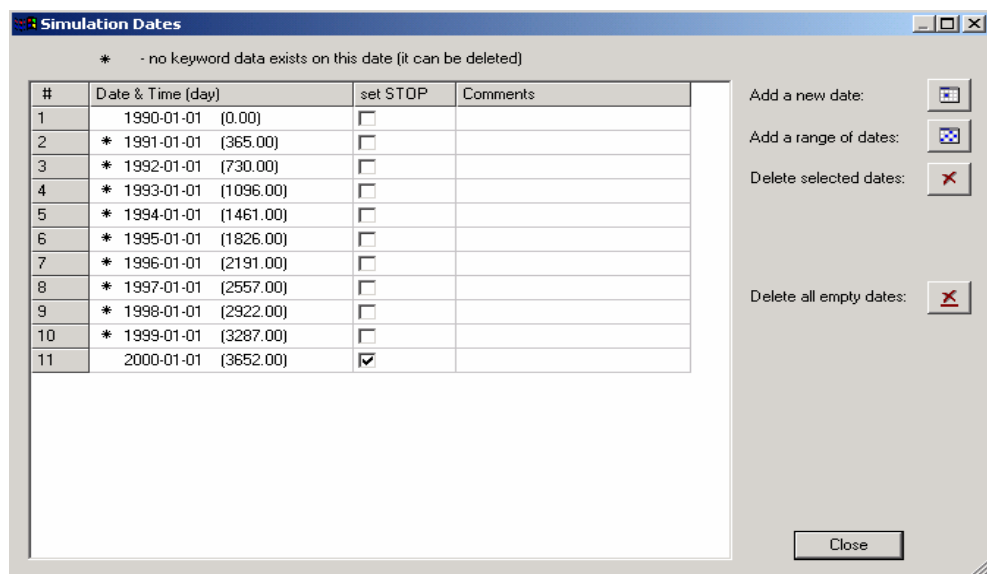
- Temperature: 450 F
- Steam quality: 0.7
- Pressure: 0 psi

Fuente: Simulador CMG.



Después de todos los arreglos hechos pulse **OK**, para que el simulador guarde los cambios realizados.


Luego haga doble clic sobre **dates**, para crear el cronograma de actividades para el proceso de inyección continua de vapor, y seleccionar la fecha de terminación de la simulación.

Cronograma de actividades.

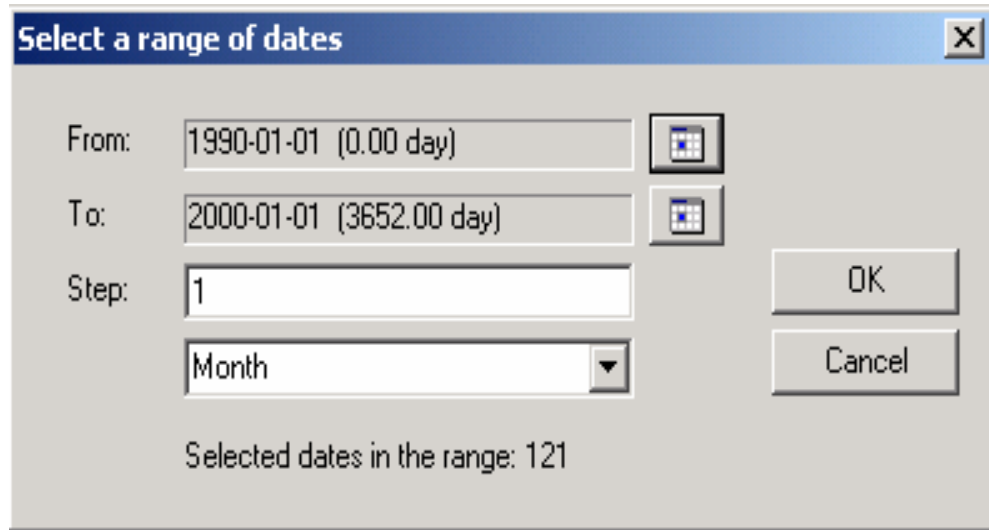


Fuente: Simulador CMG.

Para crear las nuevas fechas haga click sobre , o una serie de fechas pulse sobre . En la nueva ventana ingrese la fecha de inicio y la fecha de terminación de la actividad, y especifique si el intervalo lo desea diario, mensual o anual, luego pulse **OK**.

En este momento deben aparecer todas las opciones del menú en , lo que indica que todas las secciones se han completado correctamente.

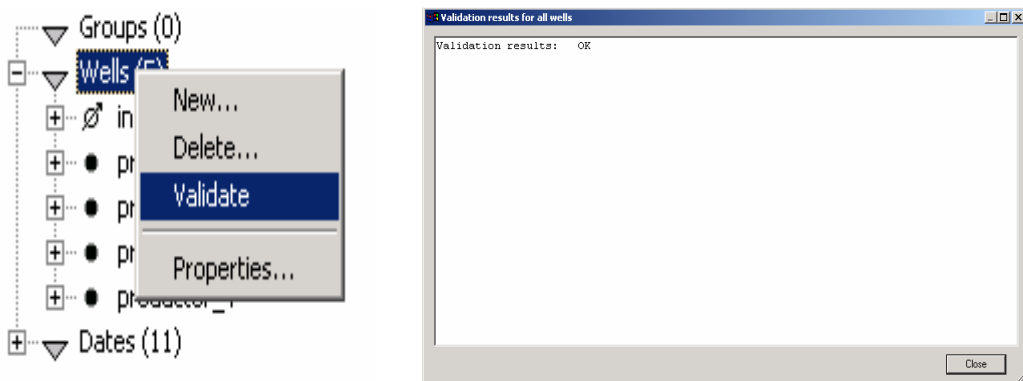
Creación de una serie de fechas.



Fuente: Simulador CMG.


Para validar los datos ingresados en cada uno de los menús principales, pulse clic derecho sobre uno de los ítems desplegados, como se observa en la figura 140, y pulse **validate**, aparece una ventana confirmando que las datos han sido validados correctamente, luego pulse **close**.

Validación de los datos introducidos al simulador.

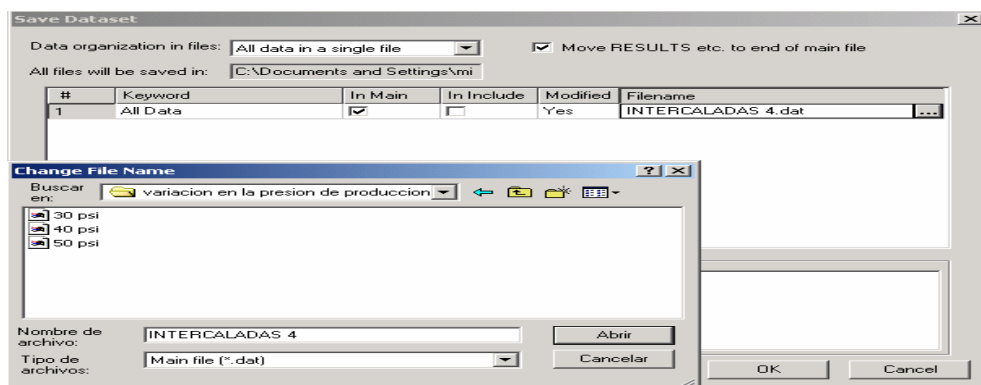


Fuente: Simulador CMG.

A.4 PROCESO DE LA SIMULACIÓN.


Ahora esta el modelo completo para llevarlo al simulador STARS y comenzar la simulación. Lo primero que se debe realizar es guardar el modelo, para lo cual pulse **file / save as**, se abre la ventana **save dataset as**, en **filename** pulse , se abre la ventana **change file name** desde la que se ubica el directorio en el lugar donde se quiere guardar el archivo, y el nombre que se le asignó, como se observa en la figura.

Ventana para salvar el dataset creado.

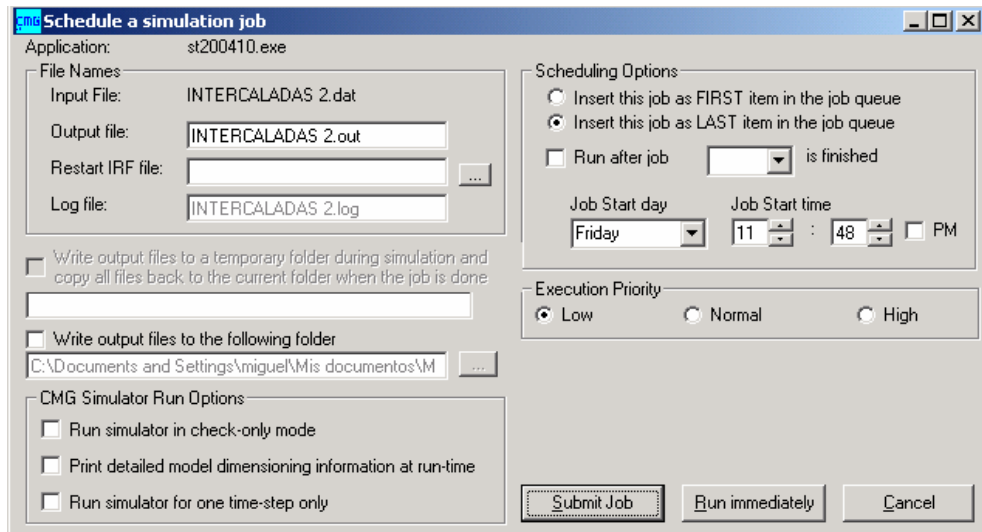


Fuente: Simulador CMG.

Cierre el **modelbuilder**, guarde los cambios realizados y vaya al **Technologies Launcher**, ubique el directorio en el que se guardo el modelo, selecciónelo y

arrástrelo sobre el icono del simulador que desea utilizar, en este caso , aparece una ventana **Schedule a simulation job**, esta ventana corresponde a la programación de su simulación. Usted puede programar el horario en el cual desea realizar la corrida o iniciarla inmediatamente pulsando **run immediately**.

Programación de la simulación.



Fuente: Simulador CMG.

Una vez terminado el proceso de simulación, el software genera unos archivos de salida, **output file (*.out)**, **index-results file (*.irf)** y **main-results file (*.mrf)**.

Además de los resultados usuales de simulación que se escriben a los archivos de salida, un resumen de cada intervalo de tiempo de la simulación, llamado diario, se escribe a la pantalla, (o bien se escribe a un archivo en caso de haber sido redirigido). A continuación se presenta un ejemplo de la salida de diario.

La sección de intervalos de tiempo cuenta con cuatro columnas: número del intervalo de tiempo, tamaño del intervalo de tiempo en días, número de iteraciones de Newton que se requieren para resolver el problema de intervalos de tiempo no lineales y el número de veces que el intervalo de tiempo no logró converger (cortes).

Resultados del proceso de simulación.

```

C:\WINNT\system32\cmd.exe

S T A R S   T I M E   S T E P   S U M M A R Y
MODELO DE 5 PUNTOS DE INYECCION CONTINUA
CAPAS IMPERMEABLES INTERCALADAS (7 CAPAS)
PERFORACION EN LAS CAPAS 5 Y 7

-----
--Time Step--  C  --Time--  Production--  Injection--  Mat  --Maximum Changes--
              U  T  days  yy/mm/dd  Oil  Gas  Water  GOR  Wat.  Gas  Water  Bal  Pres  Sat  Temp
              IT  days  yy/mm/dd  bbl/d  ft3/d  bbl/d  ft3  /bbl  Cut  ft3/d  bbl/d  %    psi  w/o/g  deg F
-----
61 76.02  2  1172  1993/03/18  62.89  222.2  77.94  199.9  23e-3 -11.3  0.1724g  53.53
62 76.39  4  1248  1993/06/02  78.54  224.1  74.05  200.0  23e-3 -9.30  0.2486g  72.72
63 63.76  3  1312  1993/08/05  79.60  220.0  73.43  200.0  23e-3 -16.9  0.1843g  44.82
64 66.76  3  1379  1993/10/10  75.18  222.4  74.74  200.0  20e-3 -11.1  0.1809g  46.38
65 70.62  5  1450  1993/12/20  90.76  207.8  69.60  200.0  19e-3  9.314  0.1842g  39.83
66 11.44  1  1461  1994/01/01  61.04  166.2  72.89  200.0  23e-3 11.44  0.0129g  5.603
67 62.53  2  1524  1994/03/04  46.91  173.3  78.69  200.0  23e-3  8.543  -.0556o  12.32
68 106.5  2  1630  1994/06/18  31.32  181.0  85.25  200.1  23e-3 10.67  -.0477o  15.42
69 196.0  2  1826  1995/01/01  18.61  185.9  90.90  200.0  22e-3 18.00  -.0483o  19.98
70 306.3  3  2132  1995/11/03  10.70  187.6  94.61  200.0  22e-3 26.40  -.0455o  22.95
71 58.75  2  2191  1996/01/01  7.350  153.6  95.43  200.0  22e-3  6.682  0.0344w  4.182
72 366.0  3  2557  1997/01/01  3.558  172.6  97.98  200.0  22e-3 31.52  0.0702w  21.55
73 365.0  3  2922  1998/01/01  1.949  186.1  98.96  200.0  22e-3 31.53  0.0638w  18.42
74 365.0  3  3287  1999/01/01  1.655  190.7  99.14  200.0  22e-3 32.32  0.0136w  16.20
75 365.0  2  3652  2000/01/01  1.283  191.3  99.33  200.0  22e-3 32.98  -.0098o  14.55

Stopping end time reached  time = 3652.00000 days  1 Jan 2000
it,it-nin,icytot,nrep2,mtfail,IMPES:  75  75  168  0  0  0%
iter_sol_tot: 1541

Date and Time of End of Run:  Feb 25, 2005  12:06:19
Elapsed Time to End of Run:  0 hr,  0 min,  54 sec

¿Desea terminar el trabajo por lotes (S/N)?
  
```

Fuente: Simulador CMG.


La sección de tiempo cuenta con la hora y la fecha del intervalo de tiempo. La sección de producción muestra el total de tasas de producción de Petróleo, Gas y Agua, junto con el GOR (relación gas-petróleo) y el corte de agua. La sección de inyección muestra el total de tasas de inyección de Gas y Agua (estas fases pueden ser diferentes, según lo que se esté inyectando). Luego se muestra el error en el equilibrio de materiales, en porcentajes. Finalmente, se muestra el máximo de cambios de presión, saturación (con indicador de fase) y temperatura.

Terminada la simulación, el simulador reporta la duración de la simulación, la hora y fecha de finalización y ubicación de los archivos de salida (por defecto estos se guardan en la misma carpeta donde se encuentra el archivo de datos). Pulse **S** para finalizar el proceso de simulación.

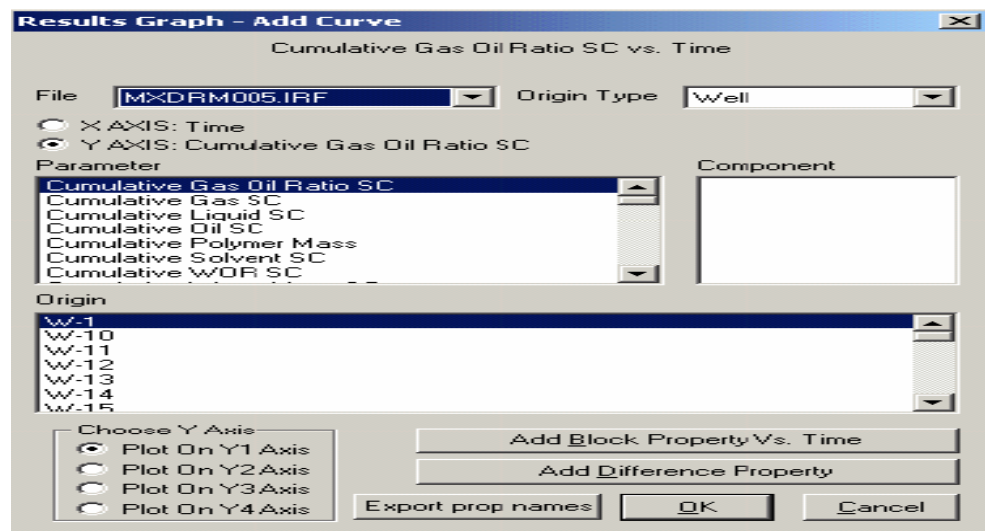
A.4.1 Análisis de los resultados obtenidos del simulador. Luego de que termina la corrida, el simulador genera un archivo de salida, **output file (*.out)**, el cual se abre arrastrándolo sobre el icono del block de notas o sobre el icono de Word, en el cual se pueden observar los siguientes parámetros.

- ✚ Datos ingresados al simulador por el usuario.
- ✚ Datos arrojados por el simulador.
- ✚ Procesos realizados durante el proceso de simulación.
- ✚ Datos de la duración del tiempo de la corrida.

A.4.2 Análisis de los resultados en forma grafica (2D). Para la generación de los resultados obtenidos en graficas 2D, se debe seleccionar el archivo **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher**, hacer clic sobre el y

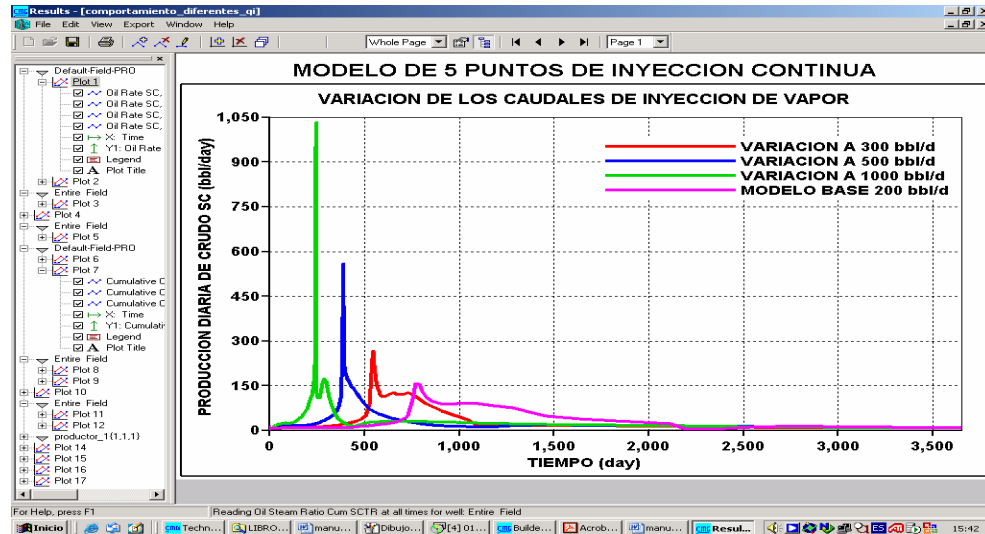
arrastrarlo hasta el icono de **results graph** , se abre una ventana de resultados. Para generar una nueva grafica, seleccione **Edit / Curve / Add**, luego seleccione los parámetros que desea analizar, en este caso todos los parámetros son graficados contra el tiempo. En **file** seleccione el archivo, en **origin type**, el tipo de parámetro (de pozo, de campo, por sector, etc), luego pulse **OK**. Si desea abrir una nueva gráfica en una ventana diferente pulse **Edit / Plot / Add**.

Adición de curvas para resultados gráficos (2D).



Fuente: Simulador CMG.

Resultados gráficos (2D).



Fuente: Simulador CMG.

Para generar gráficas especiales, como perfiles de propiedades, abra una grafica nueva (**Edit / Plot / Add**) y haga click en **Edit / Curve / Add property vs distance**. En la nueva ventana seleccione **Linear Path** e ingrese la distancia inicial (**From UBA**) y la distancia final (**To UBA**). Escoja la propiedad deseada y la fecha en que aplica, adicione la curva con **Add Curve** y haga click en **OK**.

A.4.3 Análisis de los resultados en forma grafica (3D). Esta opción permite ver el comportamiento de varias propiedades dentro del yacimiento, como:

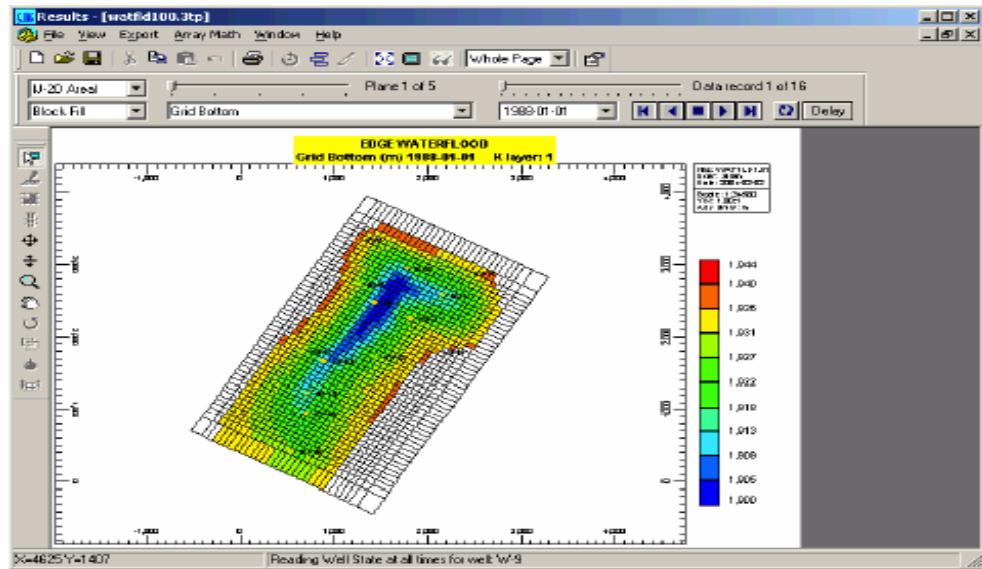
- ✚ Perfiles de temperatura dentro del yacimiento a medida que se inyectan fluidos calientes.
- ✚ Saturación de los fluidos de yacimiento, a medida que se producen.
- ✚ Comportamiento del fluido inyectado dentro del yacimiento.

Para generar una gráfica de resultados en 3D se debe seleccionar el archivo **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher**, hacer click sobre el y



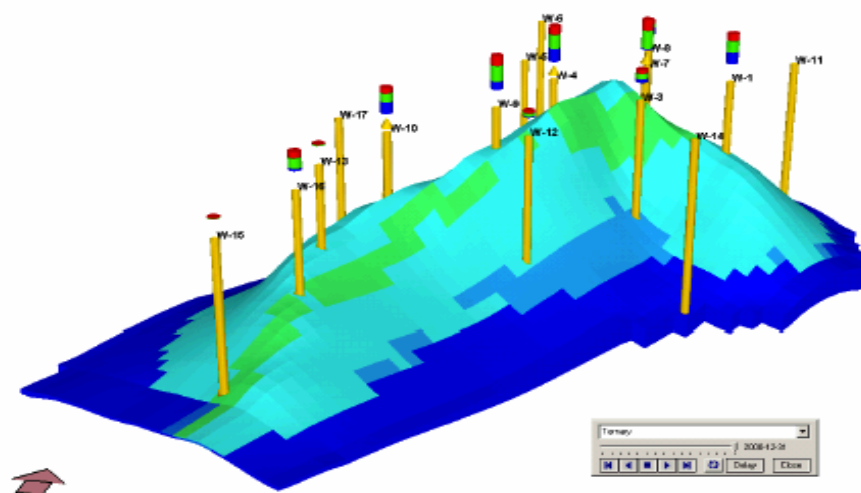
arrastrarlo hasta el icono de **results 3D** Results 3D, se abre la ventana de **results**, seleccione la propiedad deseada para observar su comportamiento.

Ventana para la selección de parámetros a graficar en (3D).



Fuente: Simulador CMG.

Esquema en 3D del comportamiento de una propiedad específica en el yacimiento.



Fuente: Simulador CMG.

Se presentaron una serie de inconvenientes durante la realización de este trabajo, tales como el aprendizaje del software, la construcción del modelo, el ajuste histórico, los cuales se fueron solucionando poco a poco a medida que se adquirió experiencia en el manejo del simulador.