



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELADO NUMÉRICO DE INYECCIÓN DE
VAPOR UTILIZANDO UN SIMULADOR DE
YACIMIENTOS CON MÉTODOS TÉRMICOS
INCORPORADOS**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Eduardo Luis Caballero Pérez

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025

Agradecimientos

La elaboración de este trabajo atravesó distintas etapas, muchas de ellas tediosas y en ocasiones difíciles. Fue precisamente en esos momentos de dificultad cuando encontré en el apoyo de las personas que me acompañaron y estuvieron pendientes de mí la fuerza necesaria para continuar y concluir este proyecto.

Gracias a Dios y a la Virgen de Guadalupe por permitirme concluir esta etapa académica, por encontrar en ellos la fortaleza espiritual y sobre todo por bendecirme con salud y protección.

A la UNAM por la formación que recibí en esta inigualable institución, porque gracias a su grandeza y a la formación de sus estudiantes genera profesionistas competitivos y excelentes seres humanos.

A mi amada Facultad de Ingeniería por todo lo recibido durante mi estancia, por todos los valores desarrollados ahí y por ser la mejor Facultad de la UNAM.

Agradezco a CMG México por proporcionarme la licencia académica que hizo posible el desarrollo de esta tesis, y a la Facultad de Ingeniería por servir como vínculo para acceder a dicha herramienta. Su apoyo fue fundamental para la realización del trabajo de simulación que aquí se presenta.

A mi papá, Daniel Caballero Venegas, por enseñarme con su ejemplo el valor del trabajo honesto, la constancia y la humildad. Gracias por inculcarme que no hay sueño imposible si se persigue con esfuerzo y determinación. Su apoyo cotidiano, silencioso pero incondicional, ha sido un pilar fundamental en mi vida; ese respaldo desinteresado que solo un padre puede dar, con la única recompensa de ver a sus hijos avanzar y convertirse en su mejor versión.

A mi hermanita Miriam Cristina Caballero Pérez, por estar a mi lado en los momentos de flaqueza, por su apoyo sincero, su comprensión incondicional y su paciencia frente al estrés que este proceso trajo consigo. Gracias por compartir conmigo no solo los retos, sino también las pequeñas victorias. Por su complicidad en tantos instantes y por demostrarme que, a pesar de las dificultades, siempre podemos salir adelante juntos. Su presencia ha sido un consuelo y una fuerza invaluable.

A mi hijo Carlos Abraham Caballero Pérez, porque en su mirada encontré el impulso diario para crecer, superarme y ser un mejor papá. Él ha sido y seguirá siendo mi mayor inspiración, la razón por la que nunca dejé de esforzarme, incluso en los momentos más difíciles. Todo lo que soy y todo lo que he logrado, lleva también su nombre.

A mi abuelito Carlos Caballero (†), pero en especial a mi abuelita Consuelo Venegas (†), por ser guía y refugio; por enseñarme, con su amor incondicional, que siempre contaré con su apoyo en cualquier circunstancia. Su presencia en mi vida ha sido un faro de comprensión, fuerza y valor.

Al Dr. Leonardo Teja, por su invaluable apoyo, paciencia y disposición a lo largo de este proceso. Su orientación y la confianza que depositó en mí fueron fundamentales para avanzar. Gracias especialmente por facilitarme las herramientas necesarias para el desarrollo de esta tesis; sin su ayuda, este trabajo no habría sido posible.

A mis tías Bertha, Laura, Esther, Sara, Teresita (†) y tío Enrique por ser una familia que, a pesar de sus diferencias, nos ha mostrado a cada integrante que la vida se vive mejor cuando uno se prepara,

sobre todo porque aprendemos a crecer y a entender a los demás. Gracias por estar presentes en cada etapa de mi vida, por sus consejos, su orientación y, sobre todo, por el amor que, a su manera, siempre han ofrecido.

A todos mis primos y primas, por formar parte de mi vida. En especial a Gaby, Iván, Mario y Erick, por estar presentes a su manera, cada uno con ese toque especial que los caracteriza. Gracias por los momentos compartidos, por las risas, el apoyo y las memorias que guardaré siempre con gratitud y cariño. Han sido parte importante de este camino.

A mi amigo Ángel Iván Luna Díaz, quien, aunque nuestra amistad cambió después, en mi primer año de universidad, siempre estuvo dispuesto a ayudarme y orientarme para mejorar en mis estudios. También agradezco los momentos compartidos como compañeros de videojuegos durante la preparatoria, recuerdos que valoro profundamente.

A Armando, por brindarme su apoyo cuando más lo necesité, especialmente en aquellos temas que al inicio representaban un gran reto para mí. Su orientación y disposición para ayudar marcaron una diferencia importante en el desarrollo de esta tesis, y siempre le estaré agradecido por eso.

A mi mamá María Magdalena por ser la mejor madre que pude tener siendo un niño.

A mis perritos Aquiles, Tako y Totopo, por su compañía incondicional, por estar siempre ahí con su cariño silencioso y su alegría genuina. En los días de cansancio, estrés o desánimo, su presencia me dio paz, consuelo y motivos para sonreír. Gracias por ser parte de este proceso de una forma tan especial.

A todos mis compañeros de universidad y profesores, quienes han sido parte fundamental en mi formación académica y personal. Gracias por los conocimientos compartidos, el apoyo en los momentos de desafío y por crear un ambiente que impulsó mi crecimiento. Cada interacción, consejo y experiencia vivida junto a ustedes ha dejado una huella importante en este camino.

A todas aquellas personas que, de una u otra forma, contribuyeron a que este trabajo llegara a buen término. A quienes ofrecieron palabras de aliento, comprensión, tiempo, consejos o simplemente estuvieron presentes cuando más lo necesitaba. Su apoyo, aunque a veces silencioso o indirecto, fue valioso y significativo. Gracias por ser parte de este camino, cada gesto dejó una huella en este logro.

Contenido

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
Capítulo 1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	3
1.1 Métodos térmicos	4
1.1.1 Inyección de agua caliente	4
1.1.2 Inyección continua de vapor	4
1.1.3 Inyección cíclica de vapor (<i>Cyclic Steam Stimulation, CSS</i> , por sus siglas en inglés).....	5
1.1.4 Inyección de vapor asistida por gravedad (<i>Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD</i> , por sus siglas en inglés)	6
1.1.5 Combustión in-situ	7
Capítulo 2. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	9
2.1 Nivel de Simulación	9
2.3 Tipo de Flujo	10
2.4 Número de Dimensiones.....	11
2.4.1 Simulador de dimensión cero	11
2.4.2 Simulador de una dimensión.....	11
2.4.3 Simulador de dos dimensiones	12
2.4.4 Modelo de tres dimensiones.....	12
2.5 Aplicación de la Simulación Numérica de Yacimientos en la Estimación de Reservas	12
Capítulo 3. INYECCIÓN DE VAPOR.....	15
3.1 Historia de la inyección de vapor como método de EOR.....	15
3.2 Estudio de pruebas de vapor en el mundo	15
3.3 Ventajas de la recuperación térmica.....	20
3.4 Pruebas de inyección de vapor en México.....	20
3.4.1 Pruebas en el Campo Samaria.....	21
Capítulo 4. MODELADO NUMÉRICO DE INYECCIÓN DE VAPOR UTILIZANDO SIMULADOR DE MÉTODOS TÉRMICOS.....	33
4.1 Modelo matemático de la inyección de vapor para la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos	33
4.1 Metodología para Implementación de un modelo un modelo numérico-computacional térmico en CMG-STARs.....	34
4.1.1 Creación de malla	35
4.1.2 Propiedades específicas	38

4.1.3 Definición de las propiedades PVT	39
4.1.4 Propiedades Roca-Fluido.....	43
4.1.5 Condiciones iniciales	44
4.1.6 Propiedades de Pozos	45
4.1.7 Fechas.....	49
4.1.8 Modelo 3D.....	49
4.2 Cuarto Proyecto de la SPE	50
4.1.1 Problema 1	52
4.1.2 Problema 2	53
4.2.1 Problema 1A vapor cíclico.....	55
4.2.2 Problema 2A.....	57
Capítulo 5. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA CASOS DE YACIMIENTOS MEXICANOS	59
5.1 Modelo 9 pozos con aceite extrapesado (8° API)	59
5.2 Modelo Samaria con aceite extrapesado (8.0 °API).....	62
5.2.1 Resultados de la inyección de vapor	66
5.2.2 Resultados de la inyección de agua.....	71
5.2.3 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos	73
5.2.3.1 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en el eje X.....	74
5.2.3.2 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en el eje X.....	74
5.2.3.3 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en el eje X y eje Y	75
5.2.3.4 Comparación de los resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en los ejes X y Y.....	75
CONCLUSIONES	80
BIBLIOGRAFÍA.....	82

RESUMEN

En México, una parte importante de las reservas de hidrocarburos está compuesta por aceites extrapesados, cuya producción representa un reto técnico por sus propiedades fisicoquímicas. Bajo estas condiciones, los métodos tradicionales de recuperación presentan limitaciones operativas y económicas. En este contexto, el presente trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica de la inyección de vapor como método de recuperación mejorada en este tipo de yacimientos, utilizando modelado numérico con el simulador térmico CMG STARS.

La tesis se divide en seis capítulos. El primero presenta los métodos de recuperación mejorada, con énfasis en los térmicos. El segundo aborda los fundamentos y tipos de simulación de yacimientos. En el tercer capítulo se revisan antecedentes internacionales y nacionales sobre la inyección de vapor, destacando la prueba piloto realizada en el Campo Samaria. El cuarto capítulo describe la metodología seguida para construir modelos térmicos en CMG STARS. El capítulo cinco muestra la aplicación de estos modelos en dos escenarios: un modelo sintético con crudo de 8° API y un modelo con datos reales del Campo Samaria. Finalmente, el capítulo seis presenta las conclusiones generales.

Los resultados muestran que la inyección de vapor permite incrementar significativamente la producción de crudo extrapesado en comparación con otros métodos como la inyección de agua. Se observó una mayor eficiencia de barrido y recuperación acumulada, especialmente cuando se optimiza la ubicación de los pozos y las condiciones de inyección. En el modelo basado en el Campo Samaria, los resultados obtenidos mediante simulación fueron consistentes con los datos reportados en campo durante la prueba piloto.

Se concluye que la inyección de vapor, apoyada por simulación numérica, es técnicamente viable para su aplicación en yacimientos con crudo extrapesado en México. Se recomienda dar continuidad a este tipo de estudios incorporando análisis económico y operativo, así como extender su aplicación a otros campos con características similares. Como trabajo futuro, sería útil integrar aspectos ambientales y evaluar la posibilidad de implementar nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia energética del proceso.

INTRODUCCIÓN

En el contexto actual de la industria petrolera mexicana, donde buena parte de los yacimientos maduros contienen aceites extrapesados, surge la necesidad de desarrollar tecnologías que permitan mejorar su recuperación de forma técnica y económicamente viable. La inyección de vapor ha demostrado ser una de las alternativas más efectivas en este tipo de entornos, por lo que resulta relevante evaluar su aplicabilidad bajo condiciones nacionales.

Este trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica de la inyección de vapor como método de recuperación mejorada en yacimientos con crudos extrapesados, para identificar su potencial aplicación en México, mediante el modelado numérico con el simulador térmico CMG STARS y la simulación de escenarios en casos representativos, incluyendo el Campo Samaria.

En México, una parte importante de las reservas de hidrocarburos está compuesta por aceites extrapesados, cuya producción eficiente representa un reto técnico debido a su alta viscosidad. Bajo estas condiciones, los métodos convencionales de recuperación primaria y secundaria no son suficientes para garantizar una recuperación económicamente viable.

Para el modelado, se utilizó el simulador CMG STARS, especializado en procesos térmicos. Primero se estudiaron casos base propuestos en el cuarto proyecto de la SPE, como el Problema 2A, que permitió entender el comportamiento térmico básico y calibrar parámetros del simulador. Posteriormente, se desarrollaron dos modelos representativos: uno sintético con 9 pozos y otro basado directamente en el Campo Samaria.

Como parte del análisis, se presenta una revisión de los principales métodos EOR, con énfasis en los térmicos, particularmente la inyección continua y cíclica de vapor. También se incluye el análisis de casos internacionales y nacionales, destacando la prueba piloto realizada en el Campo Samaria, donde se obtuvo un incremento notable en la producción al aplicar vapor, lo que motivó el desarrollo de esta tesis.

El modelo de 9 pozos sirvió para comparar el desempeño de la inyección de agua frente al vapor en crudos de 8° API, observando una clara ventaja del vapor en términos de eficiencia de barrido y recuperación acumulada. Por otro lado, el modelo del Campo Samaria fue construido con parámetros reales del yacimiento, simulando diferentes configuraciones de pozos y escenarios de inyección. Los resultados mostraron que, con un diseño adecuado y ubicación estratégica de los pozos, la inyección de vapor permite una mejora significativa en la recuperación, confirmando lo observado en campo durante la prueba piloto.

En conclusión, la simulación numérica con CMG STARS resultó ser una herramienta clave para entender, optimizar e implementar la simulación numérica de procesos térmicos en yacimientos mexicanos. El caso Samaria demuestra que este tipo de tecnologías tienen un alto potencial de aplicación práctica y pueden contribuir a extender la vida productiva de campos maduros en el país.

Capítulo 1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada o avanzada de petróleo se refiere a la recuperación lograda mediante la inyección de sustancias que normalmente no están presentes en el yacimiento, o sustancias que normalmente están presentes en el yacimiento pero que se inyectan en condiciones especiales para cambiar significativamente el comportamiento fisicoquímico del petróleo, la velocidad del yacimiento fluidos.¹ Esta definición cubre todos los tipos de procesos de recuperación (movimiento, remojo e intervención de pozos) y tiene en cuenta muchas sustancias utilizadas en la recuperación de petróleo. Es importante señalar que los métodos EOR no se limitan a métodos para una etapa de producción específica.

Los métodos pueden recuperar grandes cantidades de petróleo que normalmente no están económicamente disponibles utilizando métodos de recuperación convencionales (primarios y secundarios). Se han reportado casos exitosos en el mundo donde la tasa de recuperación in-situ supera el 70% de la cantidad original.²

Los hidrocarburos adecuados para la tecnología EOR tienen una amplia gama de propiedades fisicoquímicas, desde crudos volátiles de alta densidad API y baja viscosidad hasta crudos de muy baja densidad API y muy alta viscosidad. Además, pueden almacenarse en sedimentos con diferentes características geológicas: desde depósitos carbonatados de baja permeabilidad bastante profundos hasta areniscas poco profundas. Por lo tanto, el método EOR se puede aplicar casi a cualquier tipo de sistema de fluidos de roca.

Los métodos de recuperación avanzada se pueden dividir en dos grandes categorías: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no térmicos (inyección de productos químicos como tensioactivos, polímeros y bases e inyección de gases miscibles), como se muestra en la **Figura 1.1**

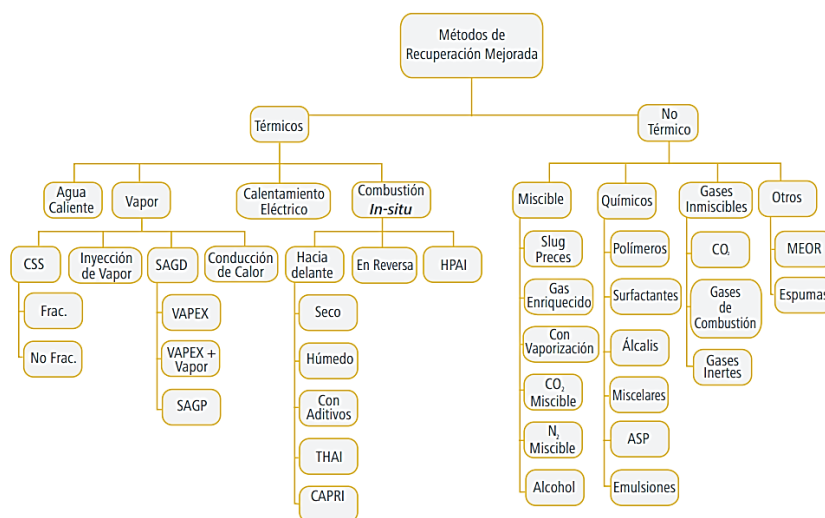


Figura 1.1 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.
Obtenido de "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada" CNH, 2012

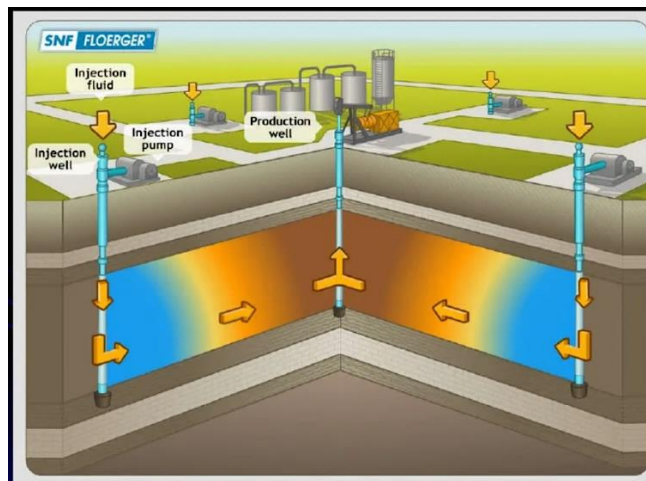
1.1 Métodos térmicos

El mecanismo de producción consiste principalmente en transferir energía térmica al yacimiento. La temperatura del aceite aumenta rápidamente, por lo que el líquido se expande, parte del líquido se evapora y la viscosidad disminuye (aumenta la fluidez). Por lo general, estos métodos incluyen inyección de vapor o agua caliente, así como inyección de aire, ambos con diferentes protocolos. Generalmente, se utilizan para yacimientos de petróleo pesado y viscoso con una densidad inferior a 20°API y una viscosidad de 200 a 2,000 cP, aproximadamente.³

1.1.1 Inyección de agua caliente

Esencialmente, el desplazamiento del petróleo en procesos térmicos ocurre de forma inmisible, a través de dos zonas diferenciadas: una zona de agua caliente y una zona con agua a temperatura de yacimiento. Lo anterior se puede apreciar en la **Figura 1.2**, la cual ilustra la dinámica de avance del frente térmico en el medio poroso.

La recuperación de petróleo se incrementa principalmente por dos mecanismos: por un lado, el aumento en la movilidad del crudo, producto de la reducción significativa de viscosidad a temperaturas elevadas; y por otro, debido a la disminución de la saturación residual de petróleo, atribuida a modificaciones en la tensión interfacial y al cambio en las condiciones de humectación de la roca. Estos mecanismos de recuperación son especialmente efectivos en yacimientos que contienen crudos con alta viscosidad, donde los métodos convencionales de producción presentan limitaciones operativas y técnicas.⁴



*Figura 1.2 Inyección de agua caliente.
Obtenido de "El Futuro de la Producción de Aceite en México:
Recuperación Avanzada y Mejorada" CNH, 2012*

1.1.2 Inyección continua de vapor

El proceso implica la inyección continua de vapor en el yacimiento, creando una zona de vapor que se mueve lentamente hacia la zona de producción. En otras palabras, reemplaza el aceite con agua

condensada en condiciones inmiscibles. El petróleo fluye principalmente reduciendo su viscosidad debido al aumento de la temperatura del yacimiento. La saturación de aceite en el área de barrido de vapor se puede reducir aproximadamente a 10%, lo que resulta en tasas de recuperación típicas de 50% a 60% del volumen original.^{5,6} En general, la inyección de vapor se usa para petróleos pesados y viscosos en yacimientos poco profundos con alta saturación de petróleo y buena permeabilidad. En la **Figura 1.3** se muestra un esquema del sistema de inyección de vapor, donde se observa la distribución del líquido. Debido a la diferencia en la densidad del fluido del yacimiento, el vapor inyectado tiende a separarse hacia la parte superior de la formación (perturbación gravitacional), lo que favorece la erupción temprana de vapor en el pozo de producción. Para minimizar este fenómeno, la zona de perforación del pozo de inyección debe estar cerca del fondo de la formación productora.

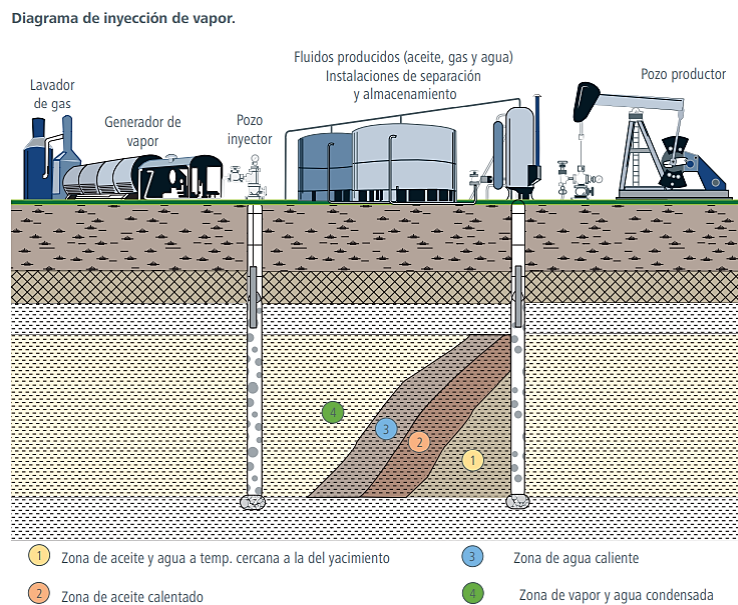


Figura 1.3 Inyección continua de vapor.
Obtenido de "El Futuro de la Producción de Aceite en México:
Recuperación Avanzada y Mejorada" CNH, 2012

1.1.3 Inyección cíclica de vapor (*Cyclic Steam Stimulation, CSS*, por sus siglas en inglés)

Se lleva a cabo en un mismo pozo que opera de manera alternada como inyector y productor. Este proceso se desarrolla en ciclos estructurados en tres etapas principales, las cuales se ilustran en la **Figura 1.4**.

En la primera etapa, se inyecta vapor al pozo de manera continua durante un periodo determinado, con el objetivo de elevar la temperatura del entorno inmediato al pozo. Luego, en la segunda etapa, se cierra temporalmente el pozo para permitir que el calor se distribuya dentro de la formación y se transfiera al crudo circundante; esta fase es conocida como *soaking* o remojo térmico. Finalmente, el pozo se pone en producción. Durante esta tercera etapa, se observa un aumento inicial en la tasa

de producción debido a la reducción de la viscosidad del crudo, seguido de una disminución progresiva que puede extenderse desde algunos meses hasta cerca de un año.

Este ciclo completo se repite varias veces, hasta que las tasas de producción alcanzan un límite económico que justifica el abandono del pozo o la implementación de otro tipo de estrategia de recuperación. En términos de desempeño, este método puede lograr factores de recuperación entre el 10 y el 40% del volumen original in-situ⁷, dependiendo de las características del yacimiento y del crudo.⁸

La inyección cíclica de vapor es especialmente recomendable para yacimientos con aceites de alta viscosidad, donde la inyección de vapor resulta efectiva para reducir la viscosidad del crudo, mejorar su movilidad y represionar la zona de drenaje alrededor del pozo. Al incrementar la temperatura del sistema, se facilita el desplazamiento del crudo hacia el pozo productor, mejorando así su productividad de manera significativa.

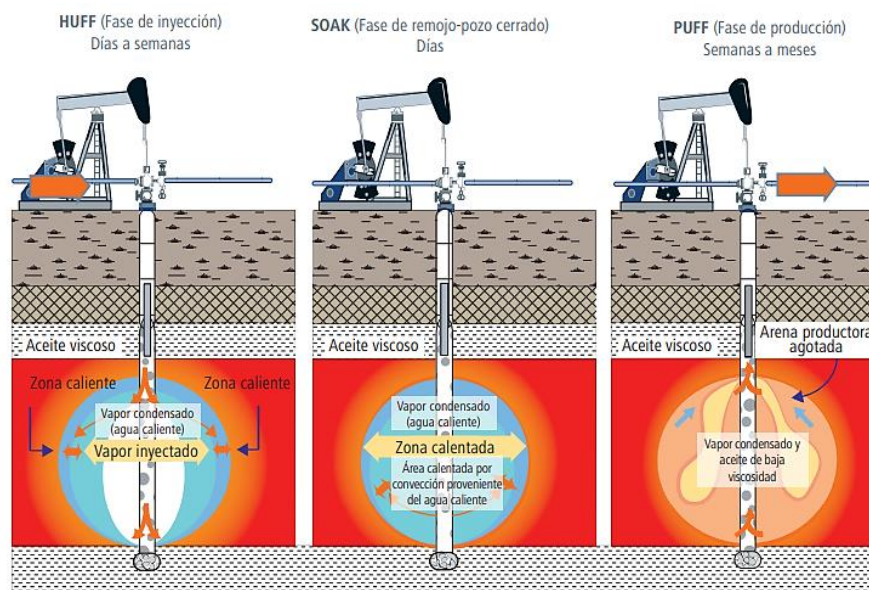


Figura 1.4 Inyección cíclica de vapor.
Obtenido de "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada" CNH, 2012

1.1.4 Inyección de vapor asistida por gravedad (*Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD*, por sus siglas en inglés)

El método utiliza dos pozos horizontales, uno encima del otro (para arenas bituminosas, separados por 5 m). El pozo superior se usa para la inyección de vapor y el pozo inferior se usa para la producción de petróleo. En la parte superior, la separación crea una cámara de vapor para una productividad mayor. La alta viscosidad reduce la movilización del petróleo, el cual es llevado por gravedad a los pozos de producción ubicados en el fondo del yacimiento. Un factor importante en esta técnica es la apertura vertical. La tasa de recuperación de este método puede alcanzar el 60%. La lentitud del proceso de bombeo por gravedad contribuye a la baja producción, pero al perforar pozos horizontales muy largos, es posible bombear grandes cantidades de petróleo con pocos pozos. Por lo general, estos pozos son poco profundos.⁹

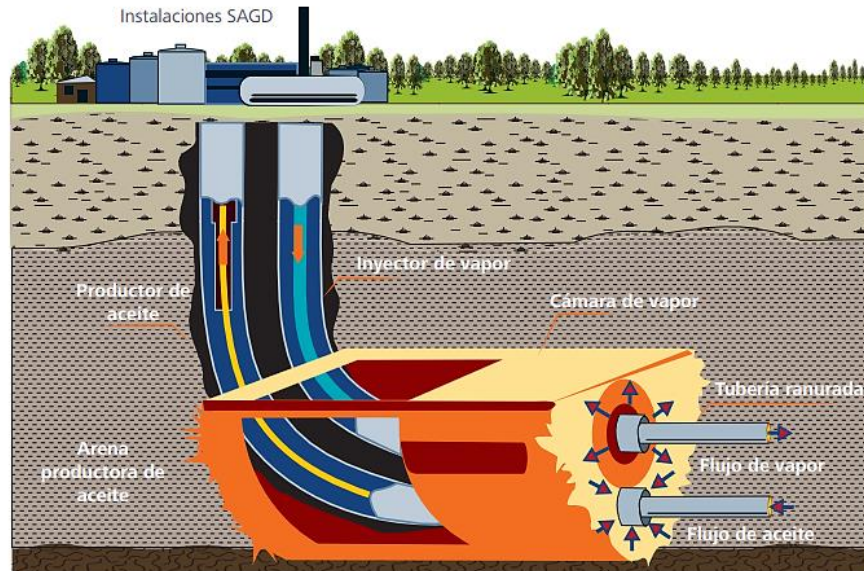


Figura 1.5 Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).
 Obtenido de "El Futuro de la Producción de Aceite en México:
 Recuperación Avanzada y Mejorada" CNH, 2012

Los siguientes métodos se consideran variaciones del SAGD:¹⁰

VAPEX: Como fluido de inyección se utiliza una mezcla de disolventes (como etano, propano y butanos) seguida de un gas portador (como N_2 o CO_2). El gas disolvente se introduce en condiciones de punto de rocío para garantizar que el solvente permanezca en la fase de vapor en todo momento, promoviendo así la formación de una bolsa de disolvente en la parte superior de la zona de salida. El mecanismo de producción de este proceso es la reducción de la viscosidad del petróleo, que es un proceso lento de difusión molecular y dispersión mecánica entre el solvente y el petróleo pesado.

ES-SAGD (Expansión del solvente de SAGD): Al aplicar VAPEX, se agrega aproximadamente 10% de vapor a la mezcla de disolvente de vapor para aumentar la eficiencia energética en un 25%.

SAGP (*Steam and Gas Push*): Se inyecta un gas no condensable, como gas natural o N_2 , junto con el vapor para reducir los requisitos de vapor que normalmente están presentes en un SAGD.

1.1.5 Combustión in-situ

Se trata de quemar parcialmente el aceite para generar calor en el mismo depósito. Se puede inyectar con aire, aire oxigenado (O_2) o solo O_2 . La generación de gases de combustión proporciona mejores condiciones de flujo¹¹. Se introduce un soplete o calentador eléctrico en el pozo para la ignición inicial; sin embargo, a veces se produce una combustión espontánea. Se muestra un diagrama esquemático del proceso de combustión in-situ y su equipo de superficie.¹²

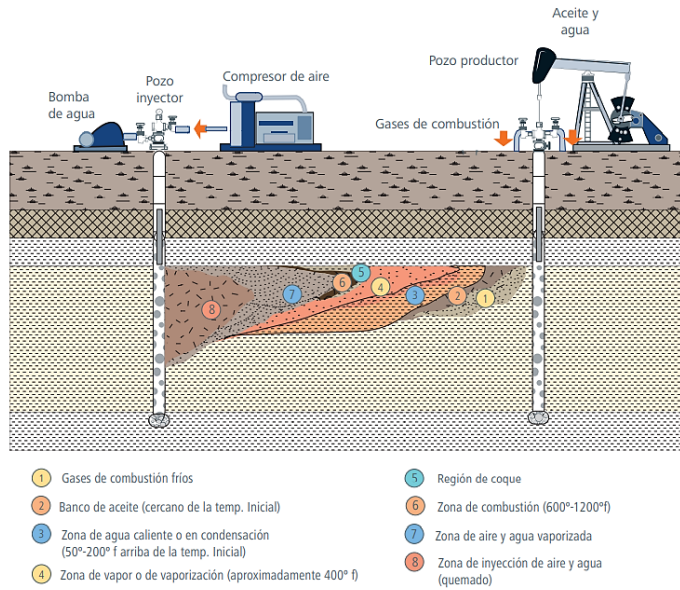


Figura 6 Combustión in-situ
 Obtenido de "El Futuro de la Producción de Aceite en México:
 Recuperación Avanzada y Mejorada" CNH, 2012

Capítulo 2. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta que permite entender y prever cómo se comporta un campo petrolero, utilizando un modelo como representación. Estos modelos pueden ser de dos tipos¹³:

- Físicos: se construyen a escala de laboratorio para estudiar el comportamiento del yacimiento en un ambiente controlado.
- Matemáticos: consisten en un conjunto de ecuaciones que representan la conservación de masa y/o energía, y que describen los procesos que ocurren en el pozo, el yacimiento o el campo.

Para predecir con precisión el comportamiento de un yacimiento, es fundamental elegir el modelo de simulación que mejor se adapte a las condiciones específicas del campo.

Los yacimientos pueden dividirse en tres grandes grupos:

- 1) Yacimientos Homogéneos
- 2) Yacimientos Fracturados
- 3) Yacimientos no Fracturados

La simulación en yacimientos fracturados es especialmente desafiante debido a los canales de flujo que alteran el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, los cuales representan las fracturas. Estos yacimientos se caracterizan por la coexistencia de dos tipos de roca: la matriz del yacimiento y las fracturas. Por lo general, la matriz del yacimiento tiene una mayor capacidad de almacenamiento que las fracturas, pero estas últimas permiten un flujo de fluidos más rápido. Así, el volumen de roca y la porosidad suelen ser más altos en la matriz, mientras que la permeabilidad tiende a ser mayor en las fracturas que en la matriz.¹⁴

2.1 Nivel de Simulación

Se pueden realizar a los niveles de simulación que se presentaran en la **Tabla 2.1**

Modelo	Uso	Aplicaciones
Modelo de Tanque	Estimaciones generales del yacimiento usando una sola celda	Calcular volumen original y recuperación; estimar reservas; validar parámetros; identificar mecanismos de empuje
Pozos individuales (2D, radial)	Representar el flujo radial cerca del pozo	Validar pruebas de presión-producción; analizar efectos de conificación; evaluar estimulación por inyección
Sector del Yacimiento	Abordar problemas específicos en partes del yacimiento	Analizar bloques delimitados por fallas; evaluar conificación localizada; diseñar pruebas piloto; planificar disposición de pozos

Todo el Yacimiento	Control detallado del comportamiento del campo completo	Modelar campo completo con alta precisión; integrar complejidades geológicas y de fluidos; planeación integral de explotación
Simulador de Gas	Simulación para yacimientos de gas	Volumen de gas inicial; gasto de producción; distribución de presiones
Simulador Geotérmico	Simulación de energía térmica geotérmica	Aplicaciones específicas no detalladas
Simulador de Aceite Negro	Recuperación en yacimientos con aceite negro	Gasto de producción; conificación de gas/agua; espaciamento y arreglo de pozos; inyección de agua; pozos de relleno
Simulador Químico	Recuperación mejorada con químicos	Desplazamiento con miscibles, polímeros, surfactantes o combinaciones
Simulador Miscible	Desplazamiento con gases miscibles	Gas natural húmedo, CO ₂ , N ₂
Simulador Térmico	Procesos de recuperación térmica	Inyección de vapor/agua caliente; combustión in-situ; calentamiento electromagnético
Simulador Fracturado	Modelado en yacimientos con fracturas	Aplicaciones específicas no detalladas
Simulador Composicional	Simular composición de fluidos e inyección de gases	Modelado de inyección de gas; mantener presión; simular N ₂ y CO ₂

Tabla 2 Niveles de simulación

2.3 Tipo de Flujo

En el yacimiento pueden darse distintos tipos de flujo según el número de fluidos en movimiento:

- Flujo Monofásico: Se da cuando solo hay un fluido en movimiento, como agua proveniente del acuífero, aceite en una etapa de baja saturación del yacimiento, o gas en un yacimiento de gas por encima de la presión de rocío. Cualquier modelo que considere solo una fase de flujo se clasifica como un simulador monofásico.
- Flujo Bifásico: Este tipo de flujo ocurre cuando dos fluidos fluyen simultáneamente en el yacimiento. Las combinaciones pueden incluir:
 - Gas y aceite: Se presenta en yacimientos que producen con empuje de gas disuelto o en aquellos de aceite con casquete de gas.
 - Agua y aceite: Se da en yacimientos bajo saturados donde el ingreso de agua mantiene la presión por encima de la presión de burbujeo.
 - Agua y gas: Se presenta en yacimientos de gas con entrada de agua o donde la saturación de agua inicial supera la saturación crítica.

- Flujo Trifásico: Este tipo de flujo sucede cuando los tres fluidos presentes en el yacimiento (agua, aceite y gas) fluyen al mismo tiempo. Los simuladores trifásicos toman en cuenta este flujo, típico en yacimientos con empuje combinado, donde la entrada de agua, el empuje de gas disuelto y/o el de un casquete de gas original o secundario influyen en la producción.

2.4 Número de Dimensiones

Clasificación de los simuladores en función del número de dimensiones¹⁵.

2.4.1 Simulador de dimensión cero

Este es el modelo más simple y se representa con una sola celda, funcionando esencialmente como un balance de materia. Asume que todas las condiciones del yacimiento se pueden resumir en un único valor de presión promedio y que el sistema entero se encuentra en equilibrio.

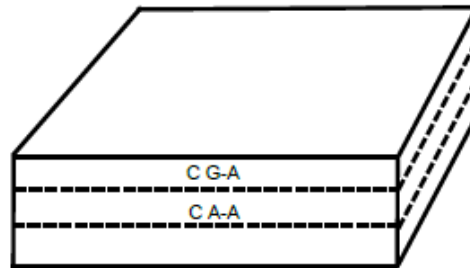


Figura 2.1 Modelo cero dimensiones.

Obtenido de "Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos" Flores Trujillo, C. O., & Ramírez Ramírez, C., 2016

El uso que se le da generalmente a este modelo es para:

1. Estimar el volumen original
2. Calcular la entrada de agua
3. Calcular la presión del yacimiento

2.4.2 Simulador de una dimensión

En el modelo unidimensional, los bloques pueden orientarse de forma vertical u horizontal. Estos modelos son útiles para yacimientos de poco espesor, ya que permiten representar de manera general el movimiento de los fluidos y la distribución promedio de la presión en el yacimiento.

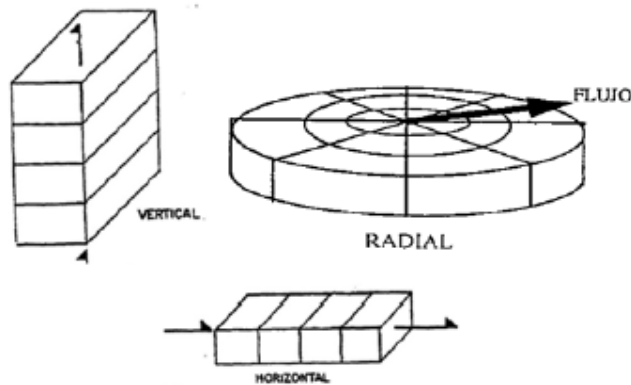


Figura 2.2 Modelo de una sola dimensión

Obtenido de "Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos" Flores Trujillo, C. O., & Ramírez Ramírez, C., 2016

2.4.3 Simulador de dos dimensiones

Para modelar de manera precisa la eficiencia de un fluido desplazante, es necesario emplear modelos bidimensionales. Estos pueden ser radiales, utilizados para simular la conificación de agua o gas en el pozo, o de sección transversal, que ayudan a definir los patrones óptimos de inyección de agua o gas.

2.4.4 Modelo de tres dimensiones

Este tipo de modelos considera la mayoría de las fuerzas presentes en el yacimiento, como el drenaje gravitacional, el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite, y el cierre de pozos. Además, permite predecir el comportamiento futuro del yacimiento a través de diversos escenarios de explotación.

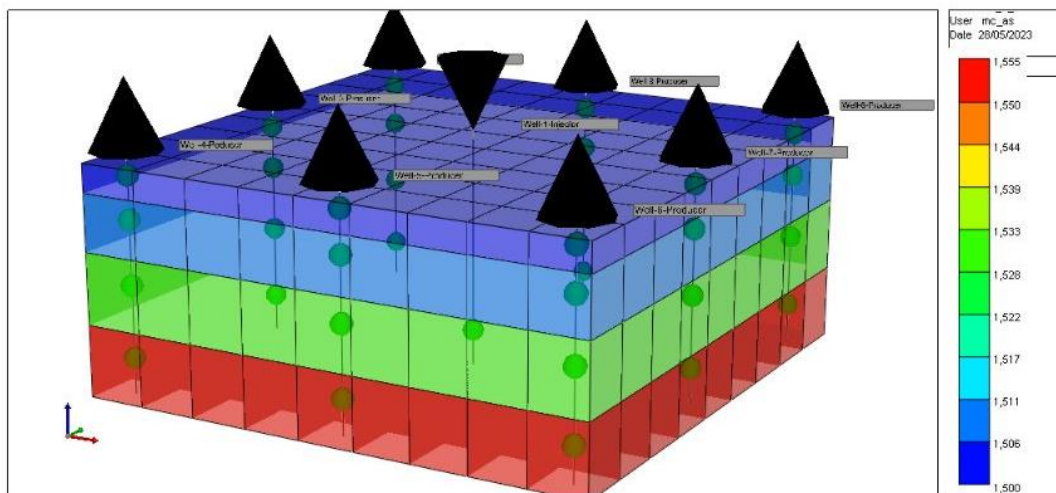


Figura 2.3 Modelo de tres dimensiones. Obtenido de "Simulador CMG"

2.5 Aplicación de la Simulación Numérica de Yacimientos en la Estimación de Reservas

La simulación numérica de yacimientos se utiliza para prever y ajustar los perfiles de producción, así como para definir estrategias de explotación. Consiste en aplicar modelos matemáticos que simulan

los procesos que ocurren en el yacimiento durante su explotación, basándose en los principios del balance de materia. Este enfoque divide el yacimiento en bloques, lo que permite tener en cuenta sus heterogeneidades y predecir con mayor precisión el comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos. Para que el método sea válido es esencial contar con la caracterización geológica del yacimiento adecuada, así como las propiedades de los fluidos. Si se utiliza correctamente, este método puede ayudar a predecir las reservas remanentes, los perfiles de producción, los abatimientos de presión, los comportamientos futuros del yacimiento y posibles escenarios de explotación, entre otros aspectos.¹⁶

Pasos para la simulación

1) Creación de un mallado¹⁷

Existen dos tipos de mallas en la simulación numérica.

- a) Mallas de nodos distribuidos
- b) Mallas de bloques centrados

2) Integración de propiedades e inicialización¹⁸

La información necesaria para realizar la simulación numérica del yacimiento:

- a) Atributos sísmicos, propiedades petrofísicas
- b) Mecanismos de empuje presentes en el yacimiento
- c) Propiedades PVT obtenidas de los pozos y analizadas en laboratorios tratando de aproximar al máximo las condiciones del yacimiento con las del laboratorio
- d) Datos de producción y declinación para ajustar el modelo con la historia del yacimiento, además de relaciones entre las propiedades

3) Reproducción de datos históricos de producción y/o inyección¹⁹

Las condiciones para una buena reproducción histórica son:

- a) Que el aceite original en sitio (OIIIP por sus siglas en inglés) y/o el gas original en sitio (GIIP por sus siglas en inglés) del modelo sean similares al estimado por el cálculo volumétrico o por balance de materia.
- b) Que la presión estática de fondo y fluyente estimadas por el modelo tengan buen ajuste a los valores reales de cada pozo.
- c) Que los caudales/gastos de producción de aceite, gas, agua y/o condensado estimados por el modelo igualen a los valores reales.
- d) Que las relaciones de fluidos (corte de agua, RGA, RCG) estimadas por el modelo tengan un buen ajuste con los valores reales de cada pozo.
- e) Que la reproducción histórica completa sea alcanzada mediante modificaciones razonables (no drásticas) en las propiedades de las mallas o celdas.

Predicción de los perfiles de producción y estimación de reservas²⁰ La simulación numérica es fundamental para estimar futuros perfiles de producción y reservas, ya que permite evaluar diferentes escenarios y cubrir la incertidumbre de los parámetros críticos. Los estudios de

simulación requieren hacer predicciones bajo distintos esquemas operativos, lo que ayuda a la o el ingeniero de yacimientos a entender cómo podría comportarse un yacimiento en el futuro y a seleccionar la estrategia de explotación más adecuada.

Las predicciones de producción son clave para la planificación y la declinación, permitiendo estimar las reservas remanentes en función de ciertos parámetros y condiciones. Los modelos de simulación también se ajustan para cumplir con las definiciones de reservas, proporcionando descripciones más probables de los yacimientos. Estos modelos, bien elaborados, pueden utilizarse para estimar reservas 2P, especialmente en yacimientos maduros, donde la certeza es mayor. Sin embargo, un modelo ajustado para reservas probadas (1P) no siempre es el más adecuado para los planes de desarrollo, ya que los modelos de simulación generalmente reflejan el escenario más probable del yacimiento.

4) Optimización y distribución de la recuperación²¹

Los modelos de simulación son herramientas clave para evaluar esquemas de explotación, porque permiten obtener y analizar rápidamente los resultados en diferentes escenarios operacionales. Al ajustar y mantener actualizados los modelos con datos históricos y de campo, es posible tener una visión precisa del comportamiento del yacimiento.

En campos con yacimientos verticalmente agrupados, pueden surgir problemas de distribución de producción, especialmente cuando los pozos se completan a través de varios intervalos. La explotación del campo puede ser complicada si no se dispone de los pozos adecuados o si las condiciones económicas no son favorables para una explotación óptima. En estos casos, los modelos de simulación pueden ayudar a distribuir la producción entre los pozos y analizar la interacción entre ellos, resolviendo los problemas de producción en yacimientos compartidos.

Capítulo 3. INYECCIÓN DE VAPOR

3.1 Historia de la inyección de vapor como método de EOR

En este capítulo se aborda la inyección de vapor como método EOR desde sus orígenes, pasando por acontecimientos importantes y como en México se hizo una prueba piloto.

La inyección de vapor como método de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) es una técnica que se ha utilizado en la industria petrolera desde la década de los 40. El objetivo principal de la inyección de vapor es aumentar la presión y la temperatura en el yacimiento de petróleo, lo que a su vez ayuda a liberar petróleo adicional de las formaciones.²²

La primera inyección de vapor en un yacimiento de petróleo se llevó a cabo en el sur de California en 1946.²³ Desde entonces, la técnica ha sido perfeccionada y utilizada en yacimientos de todo el mundo. La inyección de vapor se ha convertido en una herramienta esencial, especialmente en la recuperación de petróleo pesado y extrapesado, que son más densos y viscosos que otros tipos de petróleo. Hay varios tipos de inyección de vapor, incluida la inyección de vapor húmedo y la inyección de vapor seco. La inyección de vapor húmedo se utiliza en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, mientras que la inyección de vapor seco se utiliza en yacimientos de petróleo ligeros.

24

La inyección de vapor es un proceso complejo que requiere tecnología avanzada y un personal altamente capacitado. Además, la inyección de vapor también está sujeta a desafíos ambientales, como la gestión de residuos térmicos y la conservación de la biodiversidad en el yacimiento. A pesar de los desafíos, la inyección de vapor ha demostrado ser un método eficaz para mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos de todo el mundo. La técnica ha permitido a la industria petrolera aumentar la producción de petróleo y maximizar la eficiencia en la explotación de yacimientos.²⁵

3.2 Estudio de pruebas de vapor en el mundo

Diferentes autores han estudiado el desplazamiento del vapor en matrices porosas como son:

Safman & Taylor (1958), mostraron que cuando un fluido viscoso dentro de una superficie llena con un segundo líquido la interfaz remanente es estable y plana. Este resultado implica que, en ausencia de vapor, la interfaz se mantiene lisa siempre que el fluido desplazador sea más viscoso que el desplazado. Sin embargo, si en lugar de líquido se trata de vapor (un fluido mucho menos viscoso), se desencadena la formación de fluidos viscosos, donde el vapor penetra de manera inestable en el fluido más viscoso, generando patrones ramificados en la interfase.²⁶ Marx & Langenheim (1959), describieron un método para estimar las tasas de invasión térmica, área calentada acumulada y los límites económicos teóricos para mantener una inyección de fluido caliente a una tasa constante en un yacimiento ideal. Indican que la forma más simple de calcular la recuperación de petróleo mediante estimulación con vapor consiste en calcular el radio calentado para una determinada tasa de inyección, calidad y presión del vapor, espesor de la formación, propiedades de las rocas y de los fluidos, y luego suponer flujo radial a través de un sistema radial compuesto de dos elementos de flujo en serie.²⁷

William et al. (1961), establecieron el principal mecanismo de recuperación de aceite por inyección de vapor basado en la expansión térmica del aceite, la reducción de la viscosidad y la destilación. Se

experimentó con 6 tipos de aceite con diferentes propiedades y 12 núcleos de diferentes tamaños de 20 a 182 cm², permeabilidad de 428 a 1064 mD. Los resultados se obtuvieron en tres conjuntos separados, comenzando con pruebas en pequeños núcleos donde se lograron altas recuperaciones de petróleo. Para el segundo grupo, que involucró alta recuperación con inyección de agua y vapor, se lograron recuperaciones de 59% a 92%, y para el tercer grupo con inyección de vapor a alta presión, recuperaciones de 77% a 92%, desarrollaron un modelo para determinar el frente de vapor líder. Trazaron la distribución de la temperatura a lo largo del tiempo y concluyeron que la inyección de vapor tiene una mayor recuperación que la inyección de agua caliente. Los mecanismos involucrados en la recuperación de agua caliente son la reducción de la viscosidad del aceite y la expansión térmica. El índice de recuperación de la inyección de vapor es mucho mayor que el de la inyección de agua caliente.²⁸

Caudle & Silberberg (1963), realizaron experimentos en un cilindro horizontal de 3/4 plg de diámetro, usaron la inyección de vapor para reducir la saturación de aceite residual y así incrementar la permeabilidad al agua realizando el desplazamiento en núcleo.²⁹

Gottfried (1965), enfocó sus estudios a la recuperación térmica mediante combustión in-situ y describe mediante un modelo matemático el comportamiento térmico e hidrodinámico, característicos de un proceso de recuperación térmica de aceite, desarrolla la solución mediante diferencias finitas y resueltas computacionalmente en una IBM 7094.³⁰

Boberg & Lantz (1966), presentaron un procedimiento que fue usado como base para la forma del yacimiento y cálculos de temperatura en función del tiempo. Este modelo asume que la única energía del yacimiento para la producción es la gravedad, de aquí que, el modelo tiende a calcular tasas iniciales de petróleo más bajas que las observadas en campo. Los hallazgos mostraron que, si bien el modelo ofrece una base conceptual útil, presenta limitaciones importantes al no considerar otros mecanismos de flujo ni la conducción térmica, lo cual afecta la precisión en la predicción del perfil térmico y del comportamiento de producción, particularmente en yacimientos más complejos o con mayor heterogeneidad. ³¹

Abdalla y Coats (1971), realizaron un balance de calor basándose en las ecuaciones de Fourier, Darcy, desarrollaron un método mediante simulador computacional para determinar la temperatura y el rango de condensación del vapor. Además, encontraron que la simulación numérica coincidió con la experimentación, ya que la recuperación de aceite decrece en cuanto se incrementa la viscosidad del aceite.³²

Bodvarsson (1972), encontró que el líquido es desplazado a través de los espacios de una matriz porosa y la velocidad es mucho mayor del orden de u/ϕ , aquí el fluido frío invade una capa porosa caliente, la temperatura asociada con la inyección es retrasada en el frente de avance del líquido inyectado. Este fenómeno ocurre debido a la diferencia entre los frentes de saturación y térmico, resultado de la difusión del calor en el medio poroso y la capacidad calorífica del sistema. Este modelo permite describir la separación entre el movimiento del fluido y el transporte de calor, lo cual es fundamental para entender el comportamiento térmico en procesos como la inyección de vapor o agua caliente en yacimientos.³³

Neuman (1975), determinó una ecuación para el volumen de aceite desplazado por vapor y utilizó el campo Kenr River para evaluar los resultados obteniendo una aproximación del incremento de aceite recuperado al inyectar vapor³⁴.

van Lookeren (1977), derivó fórmulas analíticas para describir la forma aproximada de la zona de vapor tanto en flujo lineal (en formaciones horizontales o con buzamiento) como en flujo radial alrededor de pozos inyectoras, basándose en principios de flujo segregado y considerando un *override* gravitacional inmediato de la zona de vapor. Estas expresiones permiten estimar la posición del contacto vapor-líquido, la permeabilidad efectiva al vapor en la zona térmica y el espesor de la zona de vapor observada en pozos de monitoreo. Además, su modelo incorpora la dependencia de la razón acumulada petróleo/vapor con la presión de la zona de vapor, la tasa de inyección y el tiempo, y se utiliza para evaluar procesos térmicos como steam-drive y steam-soak en diseño de yacimientos e ingeniería de campo.³⁵

Jones (1977), presentó un modelo simple de inyección alternada de vapor para petróleo pesado, presión agotada, y yacimientos que drenan por gravedad. Myhill y Stegemeier (1978),³⁶ se limitaron a trabajar con la inyección continua de vapor y utiliza factores empíricos para cotejar las tasas calculadas con los valores medidos.³⁷

Mayordomo et al. (1980), propusieron una ecuación teórica para el drenaje por gravedad de petróleo pesado durante el calentamiento con vapor in-situ. El método implica una capa de vapor que se agranda inyectando vapor y recuperando aceite mediante un mecanismo de bombeo por gravedad a lo largo de la interfaz vapor-aceite de la cámara de vapor. El petróleo se produce a través de pozos horizontales ubicados en el fondo de la cámara de vapor. La tasa de petróleo se calcula de acuerdo con la ley de Darcy. La transferencia de calor tiene en cuenta la difusividad térmica del depósito y es proporcional a la raíz cuadrada de la fuerza que produce la energía del depósito. En el caso de un depósito infinito, una expresión analítica adimensional describe la posición de la interfaz. Por el contrario, cuando se consideran yacimientos finitos, las ubicaciones de interfaz y las tasas de producción de petróleo se calculan numéricamente. Este método es limitado al drene por gravedad y al flujo lineal de crudos pesados en pozos horizontales.³⁸

Jones (1981), presentó un modelo de producción por vapor que básicamente combina los métodos de van Lookeren. desarrollando un modelo analítico para calcular la tasa de producción de crudo durante steam flooding. Su enfoque está dividido en dos partes: la primera deriva la tasa óptima de inyección de vapor, mientras que la segunda utiliza los datos calculados junto con parámetros empíricos para predecir la historia de producción de petróleo mediante un factor de captura compuesto de tres componentes (eficiencias de barrido, volumen desplazado y volumen de poros llenos con vapor).³⁹

Vogel (1982), consideró los cálculos de calor para inyección de vapor al igual que van Lookeren (1977). El método funciona suponiendo que el vapor alcanza instantáneamente el tope del yacimiento. Después que esto sucede, la cámara de vapor aumenta de arriba hacia abajo a muy baja velocidad. Las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes se calculan resolviendo el problema de conducción de calor a partir de un plano infinito. El modelo caracteriza dos métodos principales de producción: drene por gravedad y arrastre por vapor. En sus conclusiones, Vogel indica que, por encima de cierto límite, las tasas de inyección tienen una pequeña influencia en la producción de petróleo⁴⁰

Aziz & Gontijo (1984)⁴¹, presentaron un modelo que considera el potencial de flujo de una combinación de caída de presión y fuerzas de gravedad. La ecuación de flujo se origina de la producción de petróleo y agua basada en el método ilustrado por Butler et al. (1981).⁴²

Pruess et al. (1987), Obtuvieron una ecuación para la fracción de vaporización y otra para el frente de temperatura. El proceso consistió en la inyección de agua fría dentro de una zona sobrecalentada, a partir de lo cual desarrollaron una solución analítica de la temperatura y determinaron un rango de vaporización para el frente de movimiento hirviente. Esta solución fue posteriormente comparada con una solución numérica obtenida mediante métodos numéricos utilizando el software MULKOM, el cual resolvía el problema a través del método de diferencias finitas.⁴³

Fitzgerald & Woods (1993), probaron la inyección de agua en un depósito mientras se extrae vapor en otra ubicación remota. Cuando se inyecta líquido en un sistema geotérmico, la presión aumentará con el tiempo debido a la cantidad de líquido inyectado y al nuevo vapor extraído. Desarrollaron un modelo que se puede utilizar para estudiar cómo los patrones de inyección de agua afectan las tasas de extracción de vapor posteriores. Usaron este modelo para verificar la sincronización del sistema si el agua se inyectó a una tasa constante o a una presión constante.⁴⁴

Fitzgerald & Woods (1994), encontraron que en el frente de vaporización se generan inestabilidades o dedos. Utilizaron las ecuaciones de Darcy, de conservación de masa, calor y la ecuación de estado de vapor para obtener la velocidad del frente de vaporización que es resuelta mediante perturbación. Establecieron que en el frente de vaporización en rocas calientes se forman inestabilidades que dependen de la fracción de agua que es vaporizada un exceso en la fracción de vaporización genera distorsiones o deformaciones tipos dedos.⁴⁵

Fitzgerald & Woods (1995),⁴⁶ realizaron experimentos donde se observa la estabilidad del frente de vaporización cuando se inyecta una fracción baja de éter. El experimento se realizó en una cámara horizontal de 30cm x 1cm, observaron el descenso del fluido y las distorsiones. Obtuvieron una ecuación para los gradientes de presión y regímenes de presión con relación a la gravedad, estableciendo una zona estable y una zona inestable, es decir, se forman distorsiones.

Woods & Fitzgerald (1997),⁴⁷ Diseñaron un modelo bidimensional de inyección de agua en un medio poroso representado por una capa circular de arena, donde el agua se introducía desde el centro de dicho medio. Empleando este esquema, se simuló la distribución de temperatura en función del radio y del tiempo, permitiendo caracterizar cómo la inyección afectaba térmicamente al retículo poroso a diferentes escalas espaciales y temporales.

Fitzgerald & Woods (1999), inyectaron agua en el área de extracción y obtuvieron una ecuación para el comportamiento de la temperatura de interfase. Establecieron tres rangos para la inyección de agua: lenta, media y rápida. Expresaron la fracción de vaporización en función de la tasa de flujo, y describieron la cinética y la termodinámica del flujo de vapor en rocas fracturadas calientes. También describieron el flujo de líquido y vapor en rocas epitermales para la recuperación de vapor de yacimientos geotérmicos. Además, desarrollaron una serie de ecuaciones para la inyección lenta, moderada y rápida de vapor, la determinación de fracciones de vaporización, la estabilidad de los frentes de vaporización para sistemas con límites verticales y horizontales, y la caracterización de frentes de vaporización en fracturas.⁴⁸

Fernandez & Christine (1999), Describieron la perforación de tuberías para el método SAGD y determinaron una configuración de tuberías adecuada para distancias largas entre el pozo productor y el pozo inyector, recomendable para evitar el exceso de temperaturas que podría reducir la producción, y consideraron que aún faltaba investigar la optimización de la geometría de las tuberías.⁴⁹

Curtis et al. (2002), determinaron que con más de 6 billones de barriles de hidrocarburos pesados y el equivalente a las reservas convencionales de petróleo y gas combinadas, la densidad y la viscosidad son propiedades que determinan los métodos de producción, la porosidad, la permeabilidad y la presión. Ambas determinan cómo se comporta el yacimiento. Una de las razones por las que determinaron que existe el petróleo pesado se debe a su degradación, ya sea por bacterias que lo descomponen o por volatilización que permite que las moléculas más ligeras se separen y escapen. Ejemplificando el comportamiento de los yacimientos de inyección de vapor en diferentes dominios, como Kern River en California, Durian en Indonesia (el mayor proyecto de inyección de vapor), Mene Grande en Venezuela, lo que llevó al descubrimiento de los beneficios de la inyección cíclica de vapor. La técnica de remojar con vapor.⁵⁰

McLennan et al. (2005), La recuperación de crudo pesado mediante el proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) presentó un incremento sustancial derivado de la eficiencia del mecanismo, lo que hizo indispensable la optimización del método y la determinación de la ubicación más adecuada de los pozos productores e inyectores para maximizar el factor de recobro. Para este fin, se implementó un modelo numérico tridimensional que consideró parámetros fundamentales del yacimiento, tales como la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua objetivo. A partir de este modelo se construyó un mapa de recobro que permitió delimitar las zonas con mayor potencial de producción, alcanzando factores de recuperación cercanos al 88 %.⁵¹

Gray et al. (2006), desarrollaron un sistema basado en redes neuronales modernas para estimar con precisión la posición del aceite dentro del yacimiento durante el proceso de inyección de vapor. Esta metodología permitió monitorear la evolución del frente térmico en tiempo real y optimizar parámetros operativos como la inyección de vapor y la ubicación de los pozos, contribuyendo a mejorar la eficiencia del recobro y el diseño del proyecto en un entorno real de explotación.⁵²

Ayousef et al. (2009), implementaron un método de caracterización de yacimientos basado en la combinación de rangos de fluctuación temporal de inyección y producción, que genera dos coeficientes, utilizaron estos parámetros para explicar las perturbaciones en las tendencias de recuperación y transmisión.⁵³

Strand & Ostad. (2008) estudiaron la recuperación de petróleo contenido en caliza fracturada, y la recuperación de petróleo desplazado por agua de mar caliente, cambiando las condiciones de mojabilidad y mejorando el desplazamiento del petróleo, observaron un aumento de mojabilidad de hasta un 32% del aumento de Aceite Recuperación por absorción.⁵⁴

Natsuk et al.(2010), observaron que, al desplazar petróleo en una columna vertical mediante el proceso SAGD, llevaron a cabo experimentos a nivel de laboratorio utilizando como referencia un yacimiento con una relación de aspecto delgada de 150:1. Para ello, construyeron plantas generadoras de vapor con un sistema de dos etapas, capaces de alcanzar temperaturas del agua de hasta 250 °C y de mantener la presión constante durante periodos de hasta 10 000 segundos.

Durante las pruebas, controlaron con precisión parámetros clave como la presión, la temperatura y el caudal, lo que les permitió evaluar el comportamiento térmico y de flujo bajo condiciones análogas a las de campo.⁵⁵

Dharmeshkumar et al. (2010) llevaron a cabo una investigación sobre la evolución del vapor en el proceso de recuperación asistida por gravedad mediante inyección de vapor (SAGD). Utilizaron el software STARS para simular la distribución del vapor y la permeabilidad en el yacimiento y el proceso de SAGD. Los resultados mostraron que los cambios en la permeabilidad generan una distribución no homogénea del vapor. También observaron que el número de Nusselt, la conductividad y la transferencia total de calor alcanzan su máximo valor en una distancia cercana a los 200 metros.⁵⁶

Dudfiel & Woods (2012). desarrollaron un modelo matemático que describe el desarrollo del frente de fluido bajo la influencia de la gravedad, sustentado en las ecuaciones de gobierno apropiadas. Además, llevaron a cabo experimentos utilizando una celda de Hele–Shaw para emular el comportamiento real en medios porosos, lo que les permitió validar las predicciones del modelo. A partir del análisis, derivaron una ecuación para la temperatura del frente térmico, lo cual facilitó la comprensión de la propagación de calor y de flujo en el sistema. Esta ecuación resultó instrumental para estimar con mayor exactitud la eficiencia del almacenamiento térmico en yacimientos o acuíferos, al permitir determinar las condiciones bajo las cuales la energía inyectada se recupera efectivamente o se disipa en el medio ambiente, como en el caso de medios porosos confinados.⁵⁷

3.3 Ventajas de la recuperación térmica

Para la recuperación térmica se han identificado las siguientes ventajas:

- I. Para hidrocarburos viscosos (5 a 20 °API), se usa calor para reducir su viscosidad y aumentar la eficiencia de desplazamiento y extracción.
- II. El proceso térmico reduce la saturación de aceite residual en la zona de calentamiento y mejora la eficiencia de barrido.
- III. Las altas temperaturas generadas se derivan del proceso de destilación y sedimentación del craqueo del crudo contenido en sitio, lo que mejora su calidad.
- IV. La alta temperatura resultante reduce o minimiza la tensión interfacial y las fuerzas capilares.

3.4 Pruebas de inyección de vapor en México

En México, se estima que cerca del 57% de las reservas de hidrocarburos están compuestas por aceites pesados, los cuales, debido a su alta viscosidad, presentan una movilidad muy limitada bajo condiciones normales de yacimiento. Como resultado, estos crudos no pueden ser producidos eficientemente mediante métodos de recuperación primaria, ya que los factores de recuperación obtenidos son bastante bajos y, en muchos casos, económicamente inviables.⁵⁸

Para enfrentar este reto, una de las soluciones que se ha considerado es la aplicación de procesos térmicos, los cuales han sido utilizados con buenos resultados en otros países que enfrentan condiciones similares. La experiencia internacional ha demostrado que métodos como la inyección de vapor pueden aumentar considerablemente la productividad del pozo y mejorar el factor de recuperación, gracias a la reducción de la viscosidad del aceite y al mejoramiento del flujo hacia los pozos productores.⁵⁹

Implementar este tipo de estrategias en yacimientos mexicanos con crudos pesados podría marcar una diferencia significativa en la eficiencia operativa y en la recuperación de reservas que, de otro modo, permanecerían en el subsuelo sin ser explotadas. Un ejemplo de este tipo de campo petrolero es el Campo Samaria Neógeno, que se encuentra ubicado en la Cuenca Terciaria del sureste de México. Este campo petrolero tiene una reserva de 129 millones de barriles de petróleo extrapesado con un volumen original de 650 millones de barriles. El Campo Samaria Neógeno fue descubierto en 1960 y produce aceite con una densidad menor a 10 °API y una viscosidad de 1,000 a 5,000 cP en condiciones de yacimiento.⁶⁰

Para evaluar la factibilidad de la aplicación de procesos térmicos en este campo petrolero, se realizó una prueba piloto de inyección alterna de vapor que arrojó resultados prometedores con una baja inversión. Se perforaron ocho pozos, todos los cuales resultaron productores de petróleo extrapesado que produjeron en frío utilizando bombas mecánicas. Para transportar el petróleo hasta las baterías se utilizó un mejorador de flujo. La producción neta obtenida en frío osciló entre 70 y 280 barriles por día para los pozos verticales y hasta 400 barriles por día para los pozos horizontales. Después de la estimulación con vapor, se obtuvieron incrementos significativos en la producción de petróleo, llegando a aumentar de 615 a 1,700 barriles por día. Durante esta etapa, se utilizó un sistema artificial de bombeo neumático.⁶¹

En un lapso de dos años y medio, la prueba piloto llevada a cabo logró una producción acumulada cercana a 1.81 millones de barriles de petróleo. Esta producción se alcanzó mediante un esquema de inyección de vapor aplicado de manera cíclica en pozos previamente seleccionados para este propósito. La inversión total destinada a la implementación del piloto fue de 73 millones de dólares, monto que cubrió tanto la instalación del sistema de generación de vapor como los trabajos de adecuación y operación en sitio. Tomando como referencia un precio de 100 dólares por barril, los ingresos generados por esta producción ascienden a 181 millones de dólares, lo que representa un margen económico bastante atractivo. Este resultado confirma que, bajo ciertas condiciones, la aplicación de procesos térmicos no solo es técnicamente viable, sino también rentable, lo cual abre la posibilidad de considerar su aplicación a mayor escala en yacimientos con características similares.⁶²

3.4.1 Pruebas en el Campo Samaria

Para iniciar el proyecto, se actualizó el modelo estático con información de pozos previamente perforados que pasaban por las arenas de interés, las cuales se encuentran en la secuencia del Neógeno. Estos depósitos se originaron a partir de un sistema fluvial complejo y de alta energía, lo que resultó en la formación de canales entrelazados y superpuestos. Los depósitos se dividen en cuatro paquetes: A-0, A-1, A-4 y A-6, y cada paquete se subdivide en diferentes unidades genéticas. En total, hay 16 unidades genéticas: tres para A-0, tres para A-1, cinco para A-4 y cinco para A-6. La columna geológica actualizada del modelo estático se muestra en la **Figura 3.1**.

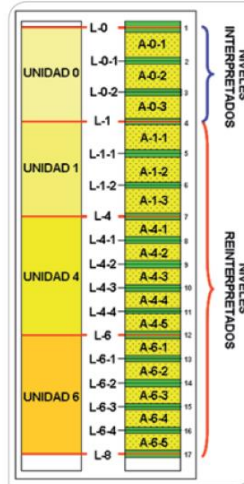


Figura 3.1 Columna geológica definida en la actualización del modelo estático. Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013

Se procedió a la selección del área piloto, tomando en cuenta la zona que contuviera la mayor cantidad de información y que presentara más de seis arenas de interés con un espesor de arena impregnada mayor de 10 metros. Asimismo, se consideró el requisito mínimo de infraestructura superficial. Se planificó la perforación de ocho pozos; cuatro verticales, tres horizontales y uno desviado. De esta manera, se podrían analizar diferentes geometrías de pozo y más del 60% de las arenas. Debido a la alta saturación de agua en los intervalos de interés, se perforaron los pozos en agujero entubado y se dispararon con pistolas de agujero amplio en varios intervalos. Para el control de arena se utilizó tubería ranurada y como tubería de inyección-producción se empleó tubería aislada al vacío para minimizar las pérdidas de calor.

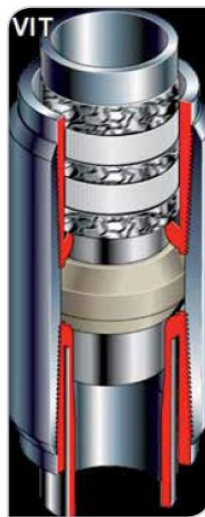
En el diseño inicial de la prueba piloto se planteó el uso de pistolas *Big Hole*. Sin embargo, en el primer pozo, el Samaria 916, se utilizaron pistolas de alta penetración debido a que eran las que se habían estado utilizando en el activo. Durante los meses de mayo a julio del 2009, este pozo tuvo una baja productividad en frío, produciendo intermitentemente solo 18 BPD utilizando BCP. Ante esta situación, se decidió realizar una reparación mayor al pozo para volver a dispararlo con pistolas *Big Hole*, lo que permitió obtener mejores resultados al aumentar la producción a 120 BPD, como se puede observar en la **Figura 3.2**.



Figura 3.2 Comportamiento de la producción en frío del pozo Samaria 916. Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013

Debido a su baja profundidad y a su composición de arena no consolidada y granulometría gruesa a mediana, existe la posibilidad de que el yacimiento Samaria Neógeno genere producción de arena en sus primeras etapas de explotación. Por tanto, es crucial considerar medidas operativas en el diseño de la terminación de los pozos, incluyendo la implementación de equipos para controlar el movimiento de finos.

Inicialmente los pozos se diseñaron para operar en frío y una vez concluida esta etapa se retirarían los equipos de subsuelo empleados para producción y se reemplazarían por el aparejo térmico de inyección. No obstante, este programa no se pudo llevar a cabo debido a que, para hacer los cambios de aparejo de producción a inyección y nuevamente a producción, se requería tener un equipo de perforación disponible para realizar este tipo de intervenciones, mínimo una vez al año por pozo, con un costo de 12 a 19 millones de pesos. Considerando que el costo aproximado del aparejo isotérmico es de 12 millones de pesos se decidió terminar el pozo con este tipo de aparejo, **Figura 3.3**, y evitar cambiarlo en el futuro.



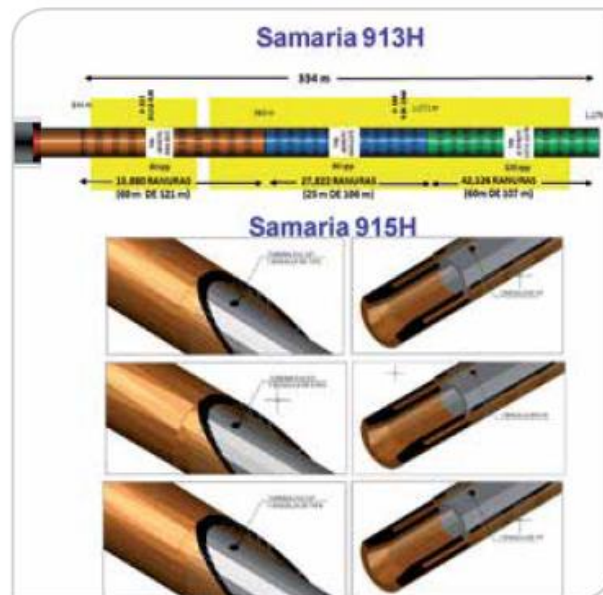
*Figura 3.3 Aparejo de producción isotérmico utilizado.
Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013*

Se realizó una simulación para evaluar las pérdidas de calor en la tubería aislada al vacío utilizada en la inyección de vapor en el yacimiento Samaria. Los resultados de la simulación indicaron que para un pozo tipo con una longitud de tubería aislada de 800 metros, la calidad de vapor en el extremo de la tubería sería del 78% y la temperatura máxima en la tubería de revestimiento sería de 100 °F. En comparación, si se utilizara una tubería desnuda o no aislada, la calidad de vapor en el fondo del pozo sería del 57% y la temperatura en la tubería de revestimiento alcanzaría los 466 °F.

Además, se utiliza la técnica de bombeo de N_2 por el espacio anular para compensar la restricción de flujo causada por los anillos metálicos del empacador flotante. El N_2 se bombea hasta presurizar el espacio anular a la misma presión que se inyecta el vapor, para evitar que el vapor ascienda a la superficie a través del espacio anular y reduzca la vida útil del cemento. También mantiene el espacio anular seco, reduciendo las pérdidas de calor por reflujo.

En los pozos horizontales se realizaron modificaciones para garantizar la distribución uniforme del vapor en toda la zona productora. Se modificó la densidad de ranuras o se instaló tubería con

orificios a lo largo de la zona productora. Se evaluaron dos tipos de distribuidores de vapor durante la vida productiva del pozo, como se muestra en la **Figura 3.4**. Sin embargo, con ninguno de los dos se logró estimular toda la sección horizontal, ya que más del 70% del vapor se quedaba en el talón.



*Figura 3.4 Distribuidores de vapor utilizados en la prueba piloto.
Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013*

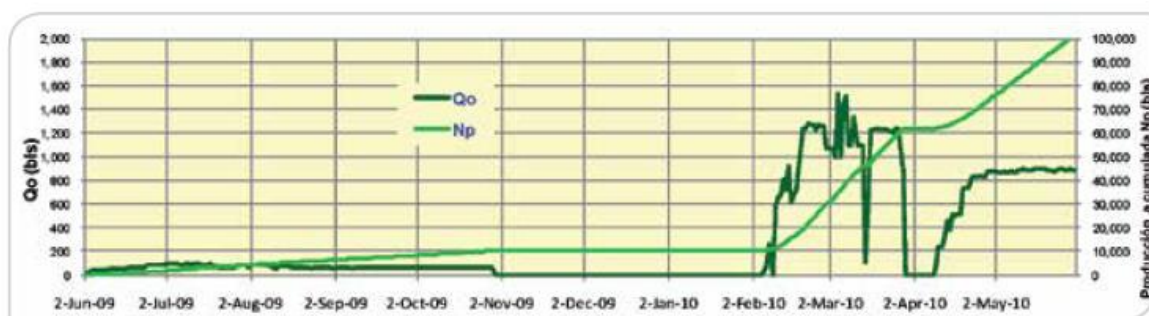
Las especificaciones de las conexiones de superficie se determinaron con la norma API 6A, 16a edición, la cual cubre reglones de equipos utilizados en sistemas de control presurizados, incluyendo conexiones, anillos de sello, válvulas, cabezales y árboles de navidad, considerando que no existe la presencia de CO₂ ni de H₂S.

Se llevó a cabo una selección del sistema artificial de producción considerando las propiedades de los fluidos del yacimiento, las características de la roca y los niveles de presión, en dos fases: evaluación en frío y evaluación en caliente.

En la fase de evaluación en frío, se evaluaron Bombas de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombas Mecánicas (BM) para determinar el mejor sistema a utilizar en el proyecto, considerando la inyección de diluyente como una alternativa para mejorar la productividad de aceites de alta viscosidad. Los resultados indicaron que ambos sistemas son factibles, pero debido a la alta viscosidad del aceite, se desestimó el uso de BM por el efecto de flotabilidad en las varillas. Se seleccionó el bombeo de cavidades progresivas, ya que no se presentaría el efecto de flotabilidad. Sin embargo, la selección definitiva del método de levantamiento dependería de los resultados en campo y del análisis económico. Para la selección del sistema artificial de producción en caliente, se consideraron los análisis y predicciones realizadas por el modelo de simulación y las condiciones de presión y temperatura a ser manejadas por los sistemas artificiales de producción. Se descartó el uso de BCP, ya que no pueden ser utilizadas a altas temperaturas de operación, por lo que se estableció el bombeo mecánico como sistema de producción en caliente. En los primeros dos pozos se utilizaron BCP para producirlos en frío, y los siguientes se operaron con bombas mecánicas de

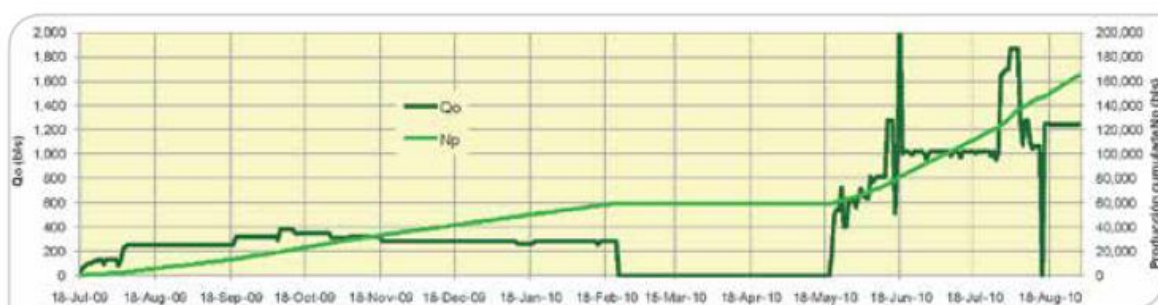
tipo *Rotaflex*. Los resultados obtenidos fueron similares, por lo que se decidió utilizar solo BM en lo sucesivo para evitar los costos asociados al cambio de sistema artificial.

Sin embargo, durante la etapa de producción en caliente, los pozos superaron la productividad máxima esperada de 500 BPD, alcanzando una alta productividad de más de 1,000 BPD. Esto provocó que las bombas mecánicas adquiridas no fueran capaces de manejar la producción y se tuvo que ajustar la producción del pozo a la capacidad de la bomba, como se muestra en la **Figura 3.5** para el pozo Samaria 948.



*Figura 3.5 Comportamiento de producción del pozo Samaria 948. Primer ciclo.
Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013*

Después de enfrentar esta situación, se tomó la decisión de emplear Bombeo Neumático (BN) en los pozos siguientes después de la etapa de producción en caliente, ya que con altas temperaturas la viscosidad del aceite disminuye y el BN se vuelve más eficiente, además de que se encuentra disponible en el lugar. Esta técnica se aplicó en el pozo Samaria 901 y, como se puede observar en la **Figura 3.6**, se logró mantener la producción en caliente con los mismos costos de operación que en la etapa de flujo natural.



*Figura 3.6 Comportamiento de producción del pozo Samaria 901. Primer ciclo.
Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013*

Analizando los resultados de todos los pozos, en el primer ciclo se estableció como estrategia de sistemas artificiales, para continuar la explotación del campo, lo siguiente:

1. Durante la etapa de producción en frío utilizar BCP o BM dependiendo de la duración de esta etapa y de la evaluación económica.
2. Después de estimularlo con vapor, operarlo fluyente si las condiciones de presión y temperatura lo permiten.

3. Al concluir la etapa fluyente operar con BN hasta que la temperatura en superficie sea de 60 °C.
4. Operar con BCP o BM dependiendo del comportamiento del pozo y de la evaluación económica.

A partir del comportamiento de los pozos de la prueba piloto sometidos al segundo ciclo, se ha observado que después de ser estimulados se requiere la producción directa mediante el sistema artificial de BN. Esto se debe a que las condiciones de inyección del segundo ciclo son de menor presión y temperatura, lo que provoca que el pozo no fluya naturalmente como en el primer ciclo. En la **Figura 3.7**, se puede apreciar el comportamiento de producción del pozo Samaria 948 en su segundo ciclo, el cual es más estable y productivo al no estar limitado por la capacidad de la bomba.



Figura 3.7 Comportamiento de producción del pozo Samaria 948.
Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013

Se planeó utilizar sensores de fondo como parte del plan de control y monitoreo de la prueba. Debido al alto costo, solo se instrumentarían dos pozos, uno vertical y uno horizontal, con sensores de presión y temperatura colocados a nivel del *liner*. El objetivo era medir en tiempo real estos parámetros en las condiciones del yacimiento. La información obtenida sería crucial para monitorear el frente de vapor, la presión y la temperatura en la zona productora y predecir cuándo inyectar un ciclo adicional de vapor. Sin embargo, este programa no se llevó a cabo debido a la falta de sensores en el mercado que pudieran soportar las altas temperaturas de más de 300 °C que se observaron durante la inyección de vapor en los pozos de la prueba piloto.

Teniendo en cuenta los límites de presión y temperatura que cada equipo y tubería tendrán que soportar, se establecieron los requisitos mínimos para su diseño. El esquema de proceso consta de varios sistemas: un sistema de generación e inyección de vapor, un sistema de recolección y prueba de pozos, un sistema de manejo e inyección de diluyente, sistemas de separación, deshidratación de aceite y tratamiento de aguas de proceso.

A través del simulador de procesos HYSYS, se determinó la capacidad que debe tener la planta para generar 10 ton/h de vapor. Los resultados de la simulación mostraron que se necesita una planta con una capacidad calórica de 22.89 MMBTU/h para generar vapor saturado a 361 °C (682 °F) y 194 kg/cm² (2,750 psi) con una calidad del 80%. El generador de vapor se contrató como suministro a boca de pozo, utilizando una caldera portátil similar a la que se muestra en la **Figura 3.8**.



Figura 3.8 Generador de vapor utilizado en la prueba piloto.

Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013

El agua de alimentación se suministró a través de pozos de agua existentes en la zona, por lo que se construyeron 2,030 m de tubería de 3" de diámetro. El gas necesario para la operación del generador de vapor es de 0.6 MMPCD, el cual se suministró de la red de BN.

Debido a la densidad (5 a 7 °API) y viscosidad del aceite (mayor de 10,000 cP), se esperaban problemas para transportarlo en la etapa de producción en frío y en la etapa de producción en caliente se dificultaría el transporte por la alta temperatura superior a los 150 °C. No obstante, en la práctica no se tuvieron problemas en el transporte porque se manejaban varios pozos en corriente y por la cercanía de la batería. Para cuantificar las cantidades de aceite neto, gas y agua que producirían los pozos, se solicitó instalar un equipo para conectar una estación de medición portátil, la cual se puede hacer a través de separadores portátiles (medición con separación de fases) o a través de un medidor multifásico. La medición de los pozos ha sido uno de los grandes retos de este proyecto, porque no se cuenta con equipos para medir a altas temperaturas.

Para acondicionar el aceite proveniente del campo hasta las especificaciones establecidas para su comercialización, se diseñó un sistema de tratamiento. Sin embargo, con la producción obtenida durante la prueba piloto de 3,000 a 5,000 barriles, no fue necesario este sistema, la producción se mandó directo a Batería Samaria II donde se mezclaba con el aceite proveniente de otros campos.

El plan de monitoreo y control operacional durante las etapas de la prueba piloto es crucial para garantizar que se cumplan los parámetros establecidos y evaluar la eficiencia técnico-económica del proceso. Además, se debe retroalimentar el modelo de simulación utilizado con los resultados obtenidos. Durante la etapa de producción en frío, se deben tomar muestras de los fluidos producidos para determinar la densidad y viscosidad del aceite, salinidad del agua y composición del gas, prestando especial atención a la presencia de H₂S. Antes de iniciar la inyección de vapor, se debe tomar una muestra del agua de alimentación para realizar un análisis fisicoquímico y tener un parámetro de comparación con el análisis del agua producida. También se deben monitorear las condiciones del gas de alimentación para verificar que cumple con las especificaciones requeridas.

Una vez diseñada la prueba piloto en todas sus fases, es crucial establecer un plan de monitoreo y control operacional para garantizar su ejecución bajo los parámetros establecidos, evaluar la eficiencia técnico-económica del proceso y retroalimentar el modelo de simulación utilizado, el cual debe ser la herramienta principal de monitoreo y predicción.

En la etapa de producción en frío, se deben tomar muestras de los fluidos producidos para determinar la densidad, viscosidad y salinidad del aceite, así como la composición del gas, con especial énfasis en el H₂S. Antes de la inyección de vapor, se debe tomar una muestra del agua de alimentación para realizar un análisis fisicoquímico y tener un parámetro de comparación con el análisis del agua producida. También se deben monitorear las condiciones del gas de alimentación para verificar que estén dentro de las especificaciones requeridas.

Una vez que el vapor comienza a inyectarse, es necesario monitorear continuamente la presión, temperatura y gasto de inyección, así como la calidad del vapor para conocer el comportamiento de la inyección y determinar acciones correctivas de inmediato. También se debe estimar el tiempo de cierre del ciclo y la inyectividad de la zona. A la mitad del ciclo, se debe tomar un registro PLT o *flowmeter* para conocer la distribución vertical del vapor y definir las zonas estimuladas para programar inyecciones selectivas en los siguientes ciclos. Durante esta etapa, también es necesario monitorear la elongación del revestidor y la temperatura del cabezal.

En la fase de remojo, el monitoreo es necesario para definir cuánto tiempo debe durar esta etapa, partiendo del principio de que el tiempo de cierre debe ser el adecuado para permitir al vapor ceder su calor al yacimiento. Por tanto, el pozo se puede abrir a producción, y de acuerdo con su aporte de vapor, se puede dejar abierto a producción o cerrarlo. Durante este periodo de inactividad, se recomienda conectar el pozo a la línea de escurrimiento y colocar una caja porta estranguladores para controlar la producción y evitar dañar los accesorios del pozo.

En los primeros pozos inyectados, se abrió el pozo a producción a los tres días. No obstante, como se observó una producción de vapor considerable (ver **Figura 3.9**), se cerró y se continuó monitoreando cada tercer día hasta establecer un tiempo de remojo de siete días como el tiempo más adecuado, el cual se recomienda utilizar.



Figura 3.9 Apertura a presa de quema del pozo Samaria 916, después de estimulado. Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013

La fase de flujo natural se debe iniciar produciendo por estrangulador de 1/4" durante dos días mínimo para no dañar el liner ranurado, propiciar el autoempaquetamiento y evitar que en el futuro se tenga producción de arena. Durante esta fase se debe monitorear en forma continua: gastos de aceite, agua y gas, presión y temperatura en la cabeza del pozo, presión y temperatura en el fondo, contenido de agua y sedimentos, contenido de H₂S en el gas, recolectar muestras para analizar la emulsión y determinar el tratamiento requerido. Evitar contaminar corrientes de crudo con las emulsiones que se producen en los pozos térmicos, medir el cambio de temperatura y presión a lo largo de la línea de escurrimiento para determinar la conveniencia de colocarle aislante.

Durante la declinación del pozo, es necesario cambiar los estranguladores gradualmente hasta dejar el pozo abierto, a menos que su comportamiento indique lo contrario. Cuando el gradiente total en la tubería del pozo es tal que el flujo se detiene debido a la falta de energía en el yacimiento para transportar los fluidos a la superficie, se dice que "el pozo se muere", y es entonces cuando se requiere instalar un sistema de producción artificial.

Finalizada la fase de flujo natural es necesario continuar la producción colocando el sistema artificial seleccionado Bombeo Neumático. Durante esta etapa se deben monitorear las mismas variables de la fase de flujo natural. El monitoreo de estas variables nos permitirá mediante gráficas de comportamiento obtener la siguiente información:

1. Con presión y temperatura en el cabezal podemos determinar tiempo de enfriamiento y en consecuencia tiempo de duración del ciclo.
2. Con los gastos de aceite y vapor y gastos acumulados podemos determinar comportamiento de producción, estimar comportamiento futuro de nuevos pozos, así como obtener la relación petróleo extra vapor para determinar rentabilidad de los ciclos.
3. Con los valores de presión en el fondo del pozo y el nivel de fluido podemos estimar las curvas de afluencia y realizar análisis nodal para optimizar los sistemas artificiales de producción.

Es importante, para realizar el monitoreo de estas variables, la colocación de sensores de presión y temperatura o la colocación de cabezales dobles que permitan el monitoreo de las condiciones de subsuelo.

Para predecir el comportamiento de los pozos verticales se utilizó un modelo radial, obteniéndose un gasto inicial en frío de 120 a 270 BPD y en caliente, de 300 a 500 BPD. Para los pozos horizontales se utilizó un modelo cartesiano prediciéndose el comportamiento en frío con producciones iniciales desde 530 hasta 950 BPD para el pozo robusto.

Durante la prueba piloto, los gastos obtenidos en frío para los pozos verticales variaron de 78 a 278 BPD. El pozo desviado superó las expectativas de producción en frío con 360 BPD y los horizontales quedaron muy por debajo de lo pronosticado siendo más evidente en el pozo robusto el Samaria 917H, **Tabla 3.1**.

La producción en caliente para los pozos verticales fue superior al 50% de lo estimado teóricamente. Sin embargo, en el pozo desviado la recuperación fue inferior debido a problemas en la cementación que provocaron canalización del vapor y flujos fraccionales promedio de agua del 60% durante la producción. Debido a las bajas producciones obtenidas en frío, se decidió cambiar la estrategia para

los pozos horizontales y no esperar tres años para producirlos en frío como se planteó inicialmente. En su lugar, se les inyectó vapor, lo que produjo una producción en caliente superior a la producción en frío pero similar a la de los pozos verticales debido a que no se calentó toda la sección horizontal.

La **Tabla 3.1** presenta la comparación de los caudales de producción pronosticados en frío y en caliente con los obtenidos en la prueba piloto. En la **Tabla 3.2**, se muestra la producción acumulada estimada a 20 años frente a la producción real obtenida en la prueba piloto a 2.5 años de su inicio. En general, se observó una excelente respuesta para los pozos verticales con recuperaciones de hasta el 72% del aceite estimado, mientras que para los horizontales fue solo del 20%. Es necesario investigar técnicas que permitan distribuir uniformemente el vapor en los pozos horizontales para mejorar su productividad y justificar el beneficio de perforar este tipo de pozos.

POZO	Qo pronóstico frío (bbl)	Qo real PP frío (bbl)	Qo pronóstico caliente (bbl)	Qo real PP caliente ½" (bbl)
SAM 901	270	278	415	1,052
SAM 922	190	78	440	1,657
SAM 916	230	151	500	996
SAM 948	260	88	470	1,233
SAM 915D	120	361	300	423
SAM 915H	560	399		1,100
SAM 913H	530	268		1,342
SAM 917H	950	150		615

*Tabla 3.1 Comparación de gastos de producción iniciales pronosticados vs reales.
Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013*

POZO	N (bbl)	Np pronóstico 20 años (bbl)	Fr 20 años (%)	Np real 2.5 años (bbl)	Fr 2.5 años (%)
SAM 901	4,559,810	587,109	13	431,192	9
SAM 922	4,670,451	199,129	4	197,260	4
SAM 916	3,986,791	512,698	13	179,871	5
SAM 948	4,067,114	642,102	16	402,798	10
Subtotal		1,941,038		1,211,121	
SAM 915D	2,143,821	178,133	8	49,816	2
SAM 913H	10,865,975	737,207	7	291,167	3
SAM917H	9,559,542	1,192,559	12	81,228	1
SAM915H	5,620,933	785,357	14	176,478	3
Subtotal		2,715,123		548,873	

*Tabla 3.2 Factor de recuperación esperado vs real.
Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013*

La evaluación económica forma parte del análisis final de la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Samaria Neógeno para determinar las inversiones asociadas a la prueba y su impacto económico. Aunque la prueba no esté obligada a cumplir con las variables económicas de rentabilidad debido a su naturaleza de prueba piloto, debe realizarse de todos modos. El estudio

considera tres conceptos de inversión: pozos, instalaciones y estudios. Los ingresos por ventas se calculan a partir de los precios y volúmenes de ventas, con un precio de venta de 40 dólares por barril para el aceite y 7 dólares por millar de pies cúbicos de gas. El estudio considera un horizonte de 36 meses y una tasa de interés anual del 12%. La **Tabla 3.3** muestra los resultados de los indicadores económicos para la prueba.

VALOR PRESENTE NETO (VPN) USD	44,019,18	VALOR PRESENTE NETO (VPN) USD	31,603,720
VALOR PRESENTE DE LA INVERSION (VPI) USD	19,845,453	VALOR PRESENTE DE LA INVERSION (VPI) USD	32,260,635
POZOS	18,362,839	POZOS	30,118,222
INSTALACIONES	1,182,614	INSTALACIONES	1,182,614
ESTUDIOS	300,000	ESTUDIOS	300,000
VPN ENTRE VPI	222	VPN ENTRE VPI	0.96
TASA INTERNA DE RETORNO %ANUAL	139	TASA INTERNA DE RETORNO % ANUAL	79
TASA PROMEDIO MENSUAL DE VALOR AGREGADO %	102 1er año	TASA PROMEDIO MENSUAL DE VALOR AGREGADO, %	49 1er año
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION MESES	Entre 11 y 12	TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION, MESES	Entre 16 y 17

Tabla 3.3 Indicadores económicos.

Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013

Del análisis de inversiones realizado, se concluye que la inversión total del proyecto en términos de valor presente neto es de 19,845,453 USD para la primera sensibilidad de costos de perforación y de 32,000,000 USD para la segunda. El renglón pozos es el que más influye con un 97% de la inversión total.

Los pozos son amortizados de acuerdo con su ritmo de producción y por el plazo que dura la prueba piloto que es de tres años a partir del 31 de diciembre de 2008. El esquema de amortización utilizado es el siguiente:

- El primer pozo se amortiza en 36 meses
- El segundo se amortiza en 35 meses
- Y así sucesivamente hasta el último que se amortiza en 29 meses.

De esta manera todos los pozos quedan completamente pagados el día 31 de diciembre de 2011. La amortización de las instalaciones se lleva a cabo por el método lineal, y todas ellas también quedan amortizadas el 31 de diciembre de 2011.

En la **Tabla 3.4**, a dos años y medio de haber iniciado la prueba piloto el resumen económico nos dice que se gastaron en total 73.1 MM USD. Con una producción acumulada de 1.81 MMB de aceite se tuvo un ingreso de 181 MM USD considerando un precio promedio del aceite de 100 USD/B.

Costos en MMPesos								Total		Np	Ingresos MMUSD
Pozo	Perforación	Reparación	Sistema Artificial	Mejorador de flujo	Vapor	Gas combustible	Gastos de Operación	Mmpesos	MMUSD	Np _{total} (b)	100 USD/B
Sam - 915	54.0	22.8	3.2	0.4	4.1	2.0	19.8	106.3	8.2	179,871	18
Sam - 945	56.9	12.3	4.1	0.4	5.5	2.7	44.4	126.3	9.7	402,768	40
Sam - 922	50.9	27.1	6.7	0.4	4.3	2.0	21.7	113.1	8.7	197,260	20
Sam - 913H	90.5	18.4	8.3	0.6	9.5	4.4	32.1	163.8	12.6	291,167	29
Sam - 901	38.5	17.3	7.7	0.5	8.5	4.0	47.5	124.00	9.5	431,192	43
Sam - 915H	91.3	2.6	4.1	0.4	8.3	4.0	19.4	130.2	10.0	176,479	18
Sam - 915	84.1	0.0	4.1	0.4	3.4	1.7	5.5	99.3	7.6	49,816	5
Sam - 917H	67.8	0.0	4.2	0.0	4.5	2.3	8.9	87.8	6.8	81,228	8
Total	534.0	100.5	42.4	3.1	48.1	23.1	199.3	950.8	73.1	1,809,781.00	181

Tabla 3.4 Costos e ingresos de la prueba piloto

Obtenido de "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México" Arteaga, 2013

Tipo de cambio: 13.77 pesos/USD

Costo de gas: 7 USD/mbar

Costos de operación: 8 USD/bl

Costo de vapor: 4 USD/Ton

Como conclusiones se tienen:

- Después de iniciar la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Samaria Neógeno, fue exitosa después de 2.5 años. Ocho pozos productores ayudaron a recuperar 11.8 MMB.
- La venta de crudo generó 181 MM USD luego de realizar una inversión de 73 MM USD.
- Para pozos verticales, las producciones en frío oscilaron entre 78 y 278 BPD, para pozo desviado 360 BPD y para pozos horizontales hasta 400 BPD.
- La producción aumentó a 1,657 BPD en los pozos verticales después de que los pozos fueron estimulados con vapor, pero no en los horizontales, que no experimentaron un aumento.
- Se recomienda buscar nuevas tecnologías que permitan distribuir el vapor en toda la sección de los pozos horizontales para aumentar su productividad y aprovechar los beneficios de este tipo de perforación.
- Los resultados muestran que es posible escalar esta tecnología para extraer las reservas del Campo Neógeno Samaria.

Capítulo 4. MODELADO NUMÉRICO DE INYECCIÓN DE VAPOR UTILIZANDO SIMULADOR DE MÉTODOS TÉRMICOS

4.1 Modelo matemático de la inyección de vapor para la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos

El modelo matemático-numérico utilizado en los simuladores comerciales para simular el proceso de inyección de vapor considera los balances de masa de tres fases: aceite, agua y gas, y una ecuación de balance de energía. Las consideraciones del modelo conceptual son las siguientes:⁶³

- Se consideran los efectos de la presión capilar.
- Se consideran los efectos de la gravedad.
- Se permite intercambio de masa en las fases agua y gas (vapor).
- Existe transferencia de energía a los fluidos y la formación.

La ecuación de balance de materia es:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_i S_i) - \nabla \cdot (\rho_i U_i) - \rho_i q_i = 0$$

Las ecuaciones de conservación de masa para las fases aceite, agua, y vapor son:

Fase aceite

$$\frac{\partial \phi \rho_o S_o}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{\rho_o \bar{k} k_{ro}}{\mu_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) = q_o$$

Fase agua

$$\frac{\partial \phi \rho_w S_w}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{\rho_w \bar{k} k_{rw}}{\mu_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) = q_w + M_g$$

Fase gas

$$\frac{\partial \phi \rho_g S_g}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{\rho_g \bar{k} k_{rg}}{\mu_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla z) \right) = q_g - M_g$$

donde ρ se refiere a la densidad de las fases aceite, agua, gas

La ecuación de balance de energía es:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [\phi (S_o \rho_o U_o + S_w \rho_w U_w + S_g \rho_g U_g) + (1 - \phi) (C_{p,r} \rho_r) T] \\ = -\nabla \cdot (v_o \rho_o h_o + v_w \rho_w h_w + v_g \rho_g h_g) + \nabla \cdot \bar{k}_T \nabla T + \sum_{\alpha} q_{\alpha} - q_L \end{aligned}$$

Donde U_w a la energía interna de la fase agua, U_g a la energía interna de la fase gas (vapor), h_o a la entalpía de la fase aceite, h_w a la entalpía de la fase agua, h_g a la entalpía de la fase gas (vapor), ϕ es la porosidad de la roca, S_o , S_w y S_g son las saturaciones de aceite, agua y gas respectivamente, ρ_o , ρ_w y ρ_g son las densidades de aceite, agua y gas respectivamente, ρ_r es la densidad de la roca, $C_{p,r}$ es el calor específico de la roca a presión constante, T es la temperatura (común a las fases bajo el supuesto de equilibrio térmico local), v_o , v_w y v_g son las velocidades de Darcy de aceite, agua y gas respectivamente, \bar{k}_T es el tensor de conductividad térmica efectiva del medio poroso saturado (roca + fluidos), q_α es el término de fuente de energía asociado a inyección o producción de la fase α , y q_L son las pérdidas de calor hacia la sobrecarga y la bajocarga del yacimiento. Analizando la ecuación de balance de energía se debe de tomar en cuenta la energía interna de cada de las fases, la entalpía de estas y el calor específico de la formación. Por lo que, si se consideran estas propiedades dependientes de la temperatura, tan solo esta ecuación es altamente no lineal.

Este sistema de ecuaciones diferenciales parciales está fuertemente acoplado y requiere de técnicas numéricas avanzadas para su solución, por lo que se optó por utilizar el simulador comercial CMG para fines de este trabajo.

Ecuaciones constitutivas o de cierre:

La suma de las saturaciones es igual a 1.

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Las presiones capilares y las permeabilidades relativas son función de la saturación

$$p_{cow} = p_o - p_w = f(S_w)$$

$$p_{cog} = p_s - p_o = f(S_g)$$

La entalpía (H) y la energía interna del vapor dependen de la temperatura

$$H_s = -9469.85 + 87.2545T - 0.299668T^2 + 5.4361 \times 10^{-4}T^3 - 5.4648 \times 10^{-7}T^4 + 2.8875 \times 10^{-10}T^5 - 6.2806 \times 10^{-14}T^6$$

$$U_s = H_s - \frac{p_s}{\rho_s}$$

Se debe tomar en cuenta que el simulador comercial, hace un balance energético local y por celda entre los fluidos y la formación tomando en cuenta las entalpias del vapor, del aceite y del agua y el calor cedido a la formación.

4.1 Metodología para Implementación de un modelo un modelo numérico-computacional térmico en CMG-STARS

La **Figura 4.1** muestra una visión general de cómo se construye un modelo térmico utilizando el simulador CMG STARS y sirve como introducción visual al flujo de trabajo dentro del entorno de simulación. En este capítulo se detallará el procedimiento completo que se llevó a cabo para generar el modelo correspondiente al *Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators* en CMG⁶⁴, incluyendo capturas de pantalla que ilustran cada paso del proceso y los parámetros clave que se emplearon durante la configuración del modelo. El objetivo es documentar con claridad el desarrollo del caso base, de manera que el lector pueda comprender

no solo la lógica detrás de cada decisión técnica, sino también la operatividad práctica del simulador en un caso aplicado.

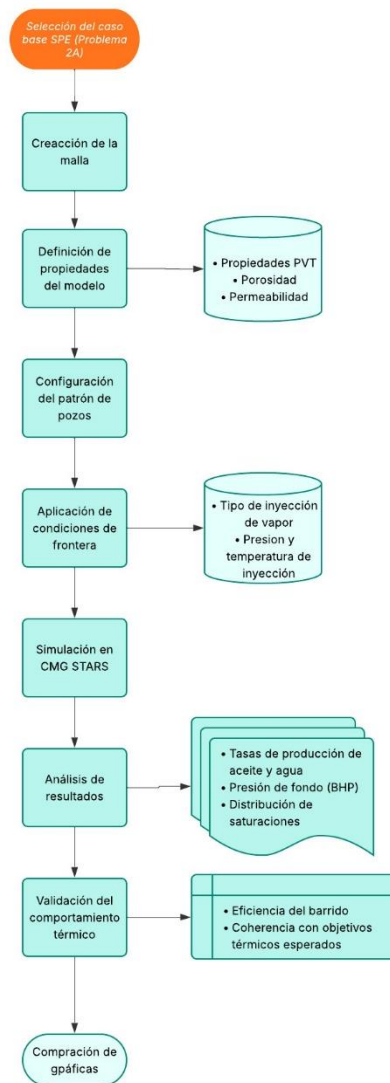


Figura 4.1 Diagrama de flujo para modelado en CMG Builder

4.1.1 Creación de malla

El proceso de construcción del modelo comienza con el uso del software *CMG Builder*, que es la herramienta PARA configurar la entrada de datos para las simulaciones en CMG. En este caso, se selecciona el simulador *STARS*, ya que se trata de un modelo térmico que busca representar procesos como la inyección de vapor en un yacimiento con crudo pesado. A continuación, se define el sistema de unidades del modelo. Para este trabajo se utilizaron unidades de campo (*field units*), debido a que permiten una representación directa de los parámetros de operación típicos en condiciones reales de producción. También es necesario establecer el año en que inicia la simulación, el cual debe coincidir con el año de arranque del escenario térmico. Estos pasos iniciales

se ilustran en la **Figura 4.2**, donde se muestra la configuración básica del archivo al momento de su creación.

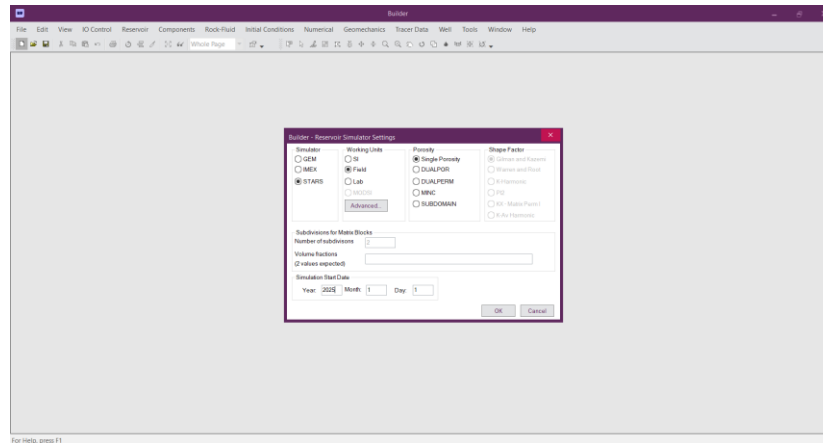


Figura 4.2 Creación de nuevo proyecto CMG Builder

Una vez creado el nuevo archivo de simulación en *CMG Builder* y seleccionados el simulador y las unidades correspondientes, el siguiente paso consiste en definir las dimensiones del modelo del yacimiento a través de la construcción de la malla. Para ello, se debe acceder al menú *Reservoir*, y dirigirse a la sección *Create Grid > Cartesian* (**Figura 4.3**), que permite generar una grilla regular tridimensional utilizando un sistema de coordenadas cartesianas.

En este caso específico, se definió una malla con las siguientes dimensiones:

- Dirección I: 9 bloques
- Dirección J: 9 bloques
- Dirección K: 4 bloques

El tamaño del bloque fue fijado en 41.25 pies para cada una de las direcciones I y J. Estos valores representan la discretización espacial del modelo, permitiendo dividir el volumen del yacimiento en un número finito de celdas para facilitar la simulación numérica de los fenómenos físicos involucrados. Una vez ingresados los valores correspondientes, se confirma la operación haciendo clic en OK, con lo cual la malla queda generada. Este proceso se ilustra en la **Figura 4.4**, donde se muestra el modelo de malla resultante.

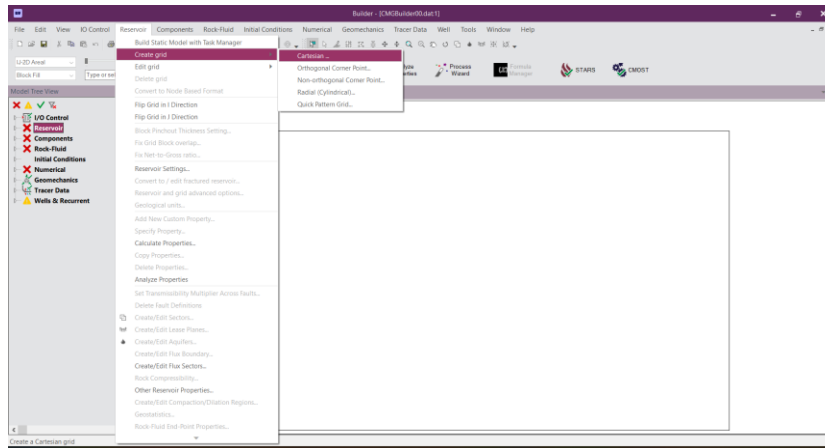


Figura 4.3 Creación de nuevo proyecto en CMG Builder.

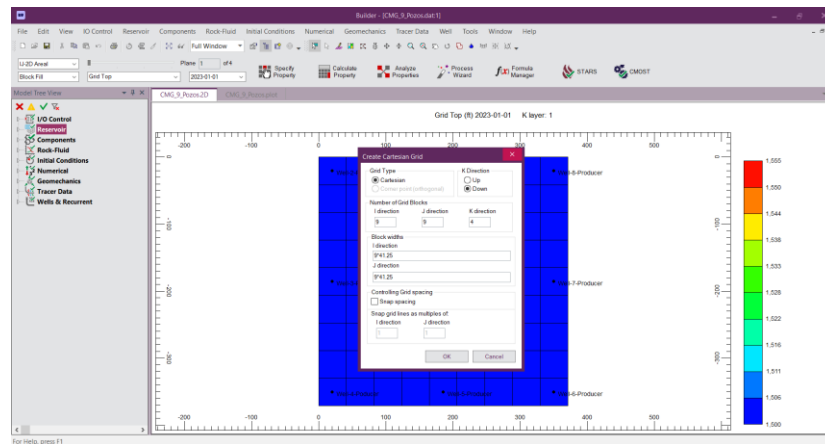


Figura 4.4 Definición de coordenadas en CMG Builder.

La **Figura 4.5** muestra la malla que se construyó con *CMG Builder* y que servirá como base para la simulación del Problema 2A. Esta malla representa el volumen del yacimiento de manera discretizada, permitiendo definir cómo se distribuyen espacialmente las propiedades del medio y los fluidos.

La correcta generación de esta malla es clave para garantizar que el modelo sea capaz de representar con precisión los procesos de flujo y transferencia de calor involucrados en la simulación térmica. En este caso, se adaptó la malla de acuerdo con las características del Problema 2A, asegurando que las dimensiones, el número de bloques y la resolución sean acordes con los objetivos del ejercicio. Este modelo será utilizado como base para evaluar el desempeño del esquema de inyección de vapor y validar su comportamiento bajo condiciones controladas.

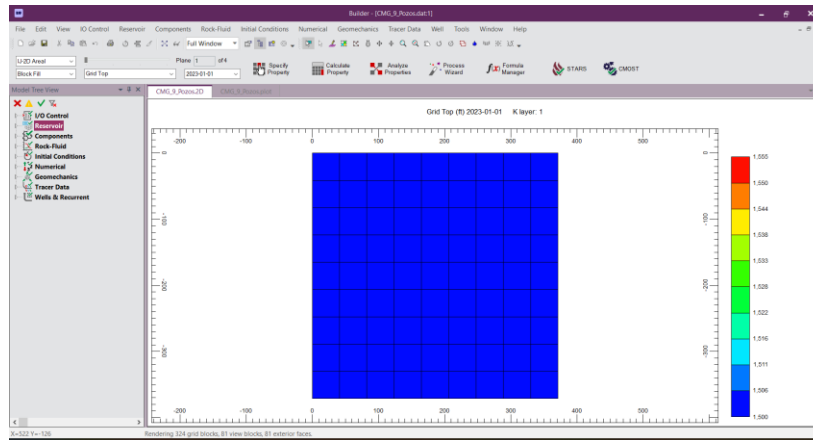


Figura 4.5 Malla construida

4.1.2 Propiedades específicas

Para asignar las propiedades específicas del yacimiento dentro del modelo, es necesario dirigirse a la sección correspondiente en el entorno de *CMG Builder*. Este procedimiento se realiza accediendo al botón *Specify Properties*, como se muestra en la **Figura 4.6**, el cual permite definir los parámetros fundamentales que caracterizan al medio poroso y a los fluidos presentes en el sistema. En esta interfaz, el usuario tiene acceso a las diferentes categorías de propiedades requeridas para la simulación térmica, tales como petrofísicas, térmicas y de comportamiento de los fluidos.

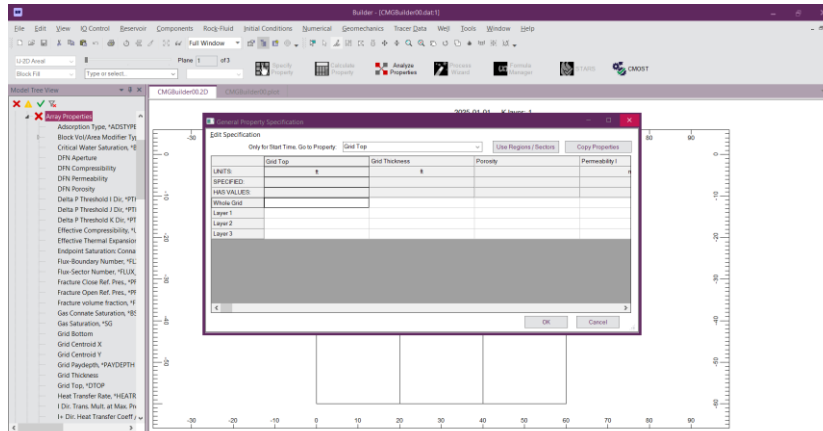


Figura 4.6 Propiedades específicas

En este caso, se ingresaron los datos proporcionados en el enunciado del Problema 2A, los cuales serán analizados con mayor detalle en las secciones posteriores. Entre los parámetros definidos se encuentran la porosidad, la permeabilidad en las direcciones I, J y K. La **Figura 4.7** ilustra la interfaz donde se establecen estos valores dentro del simulador.

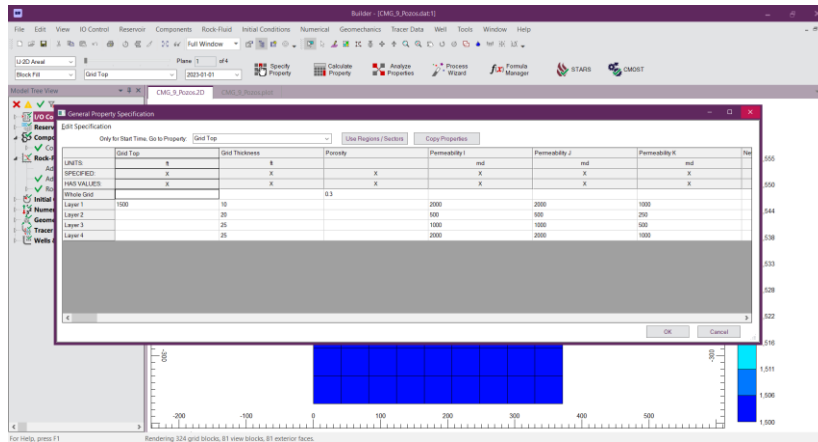


Figura 4.7 Establecimiento de propiedades específicas.

4.1.3 Definición de las propiedades PVT

En esta sección se detallan los pasos seguidos para ingresar las propiedades de los fluidos en el modelo térmico, utilizando el simulador CMG STARS. Como primer paso, se accede a la pestaña de Componentes, donde se selecciona la opción *Import Black Oil PVT*. Este procedimiento, mostrado en la **Figura 4.8**, permite cargar el archivo con los datos PVT necesarios para representar el comportamiento de los fluidos del yacimiento bajo condiciones térmicas.

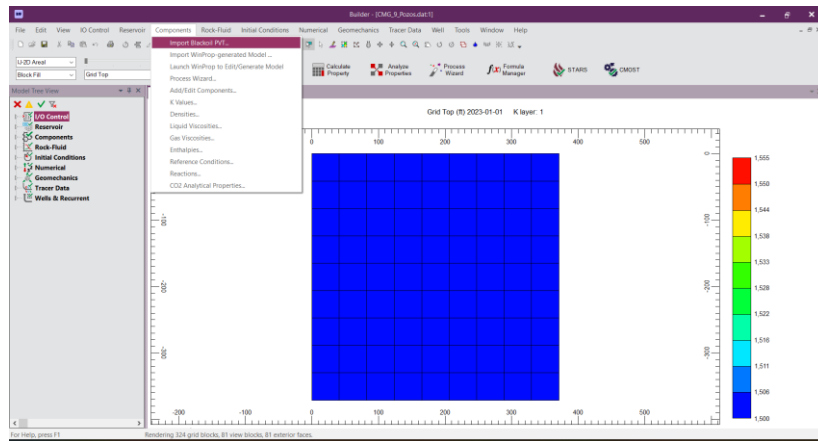


Figura 4.8 Ventana para importar propiedades PVT

Al abrir la ventana de importación, se selecciona el sistema de unidades. En este caso, se optó por unidades de campo, que es el estándar utilizado en la mayoría de los proyectos de simulación en ingeniería petrolera. Este paso se puede observar en la **Figura 4.9**.

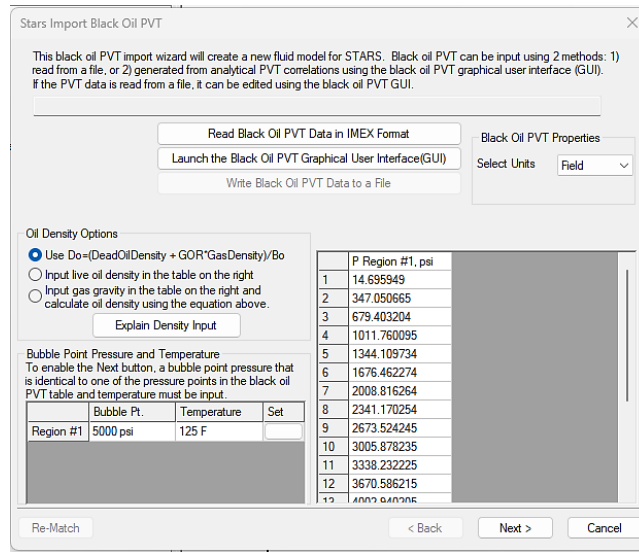


Figura 4.9 Importar propiedades PVT.

Una vez importado el archivo, se complementa la información agregando el coeficiente de expansión térmica y el peso molecular del aceite, tal como se muestra en la **Figura 4.10**. Estos parámetros son clave en simulaciones térmicas, ya que permiten capturar los efectos del calentamiento sobre las propiedades del fluido.

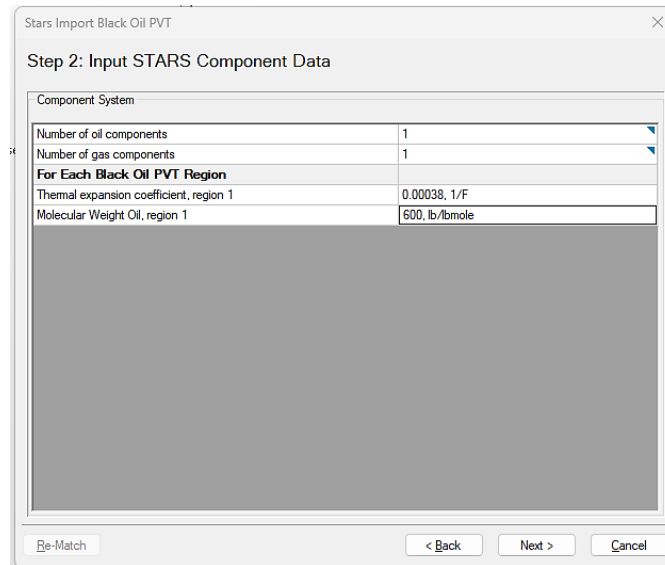


Figura 4.4 Ventana de componentes del sistema.

Posteriormente, se accede a una ventana que, para este caso, se mantiene sin modificaciones. La configuración por defecto es adecuada para los fines del modelo, como se indica en la **Figura 4.11**.

Stars Import Black Oil PVT

Step 3: Input Temperature Dependence Data

Gas K Value Temperature Dependence

Gas K value temperature dependence	
Value for temperature dependence	<input checked="" type="checkbox"/>
Temperature dependence value	0.264
Gas composition with published values	<input type="checkbox"/>
Auto match of temperature dependence	<input type="checkbox"/>
Oil K value temperature dependence	
Use K values for the oil component	<input type="checkbox"/>

Re-Match < Back Next > Cancel

Figura 4.11 Datos de dependencia de la temperatura.

A continuación, se carga la tabla que relaciona la temperatura con la viscosidad del aceite, lo cual es fundamental para reflejar el cambio de movilidad del crudo bajo la influencia del vapor. Este paso se presenta en la **Figura 4.12**.

Stars Import Black Oil PVT

Step 4: Input Optional Data

Oil viscosity vs. temperature (at pressure)

Viscosity Table #	1
Pressure, psi	14.6923
Temperature, F	Oil Viscosity, cp
75	5780
100	1380
150	187
200	47
250	17.4
300	8.5
350.001	5.2
500	2.5

Miscellaneous

Surface Temperature 62.33 F

Surface Pressure 14.6488 psi

Re-Match < Back Next > Cancel

Figura 4.12 Tabla de temperatura y viscosidad del aceite.

Después de cargar esta información, se despliega una pantalla que resume los datos introducidos, permitiendo validar que los valores han sido ingresados correctamente. Esta interfaz se muestra en la **Figura 4.13**.

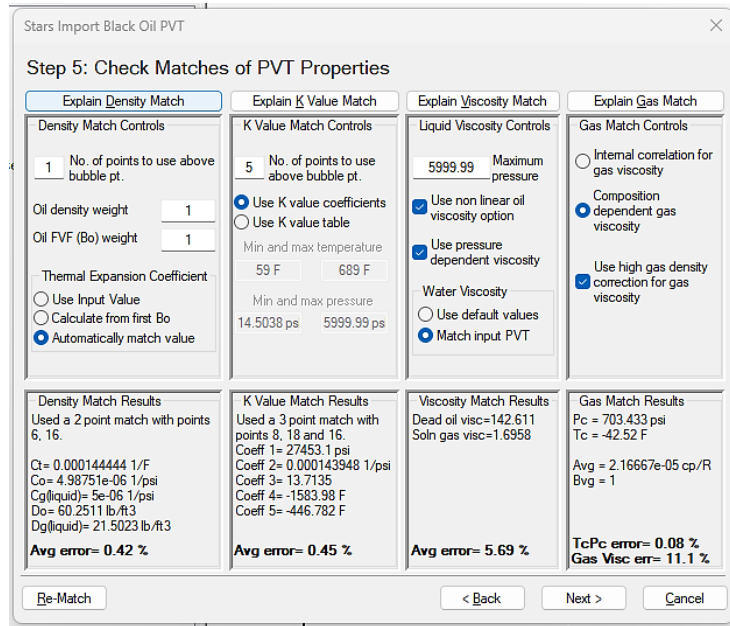


Figura 4.13 Comprobación de las propiedades PVT

Con esos datos, se genera una tabla con los valores PVT ya cargados. Este resumen visual, presentado en la **Figura 4.14**, facilita la revisión de los parámetros ingresados.

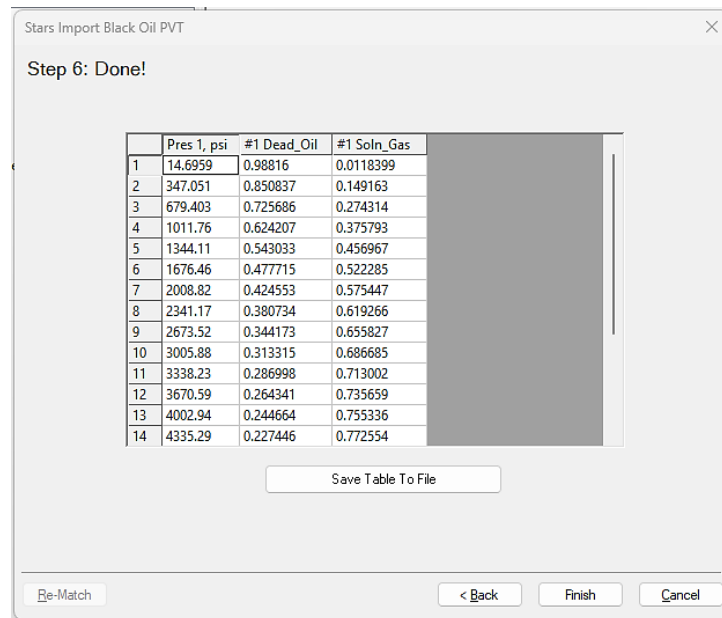


Figura 4.14 Tabla generada de las propiedades PVT

Finalmente, el usuario podrá visualizar las propiedades cargadas de aceite, gas y agua, cada una con sus respectivas curvas y tablas asociadas. Esta visualización integral se presenta en la **Figura 4.15**, confirmando la importación correcta y asignación de los datos PVT necesarios para la simulación.

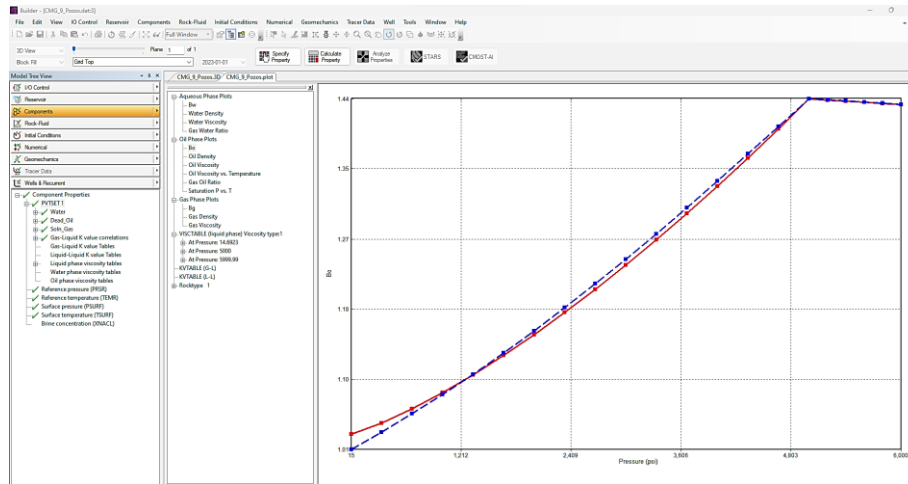


Figura 4.15 Gráfica de los componentes: factor de volumen de formación.

4.1.4 Propiedades Roca-Fluido

En el siguiente paso del modelado, se accede a la sección de propiedades roca-fluido, donde se definen las curvas de permeabilidad relativa que permitirán representar el comportamiento del flujo multifásico en el yacimiento. Para este modelo, se utilizaron correlaciones predefinidas en el simulador para generar las curvas agua-aceite y gas-aceite, también conocidas como curvas líquido-gas, dependiendo del contexto del fluido en estudio. Este procedimiento se muestra en la **Figura 4.16**, donde puede observarse la configuración de correlaciones utilizada.

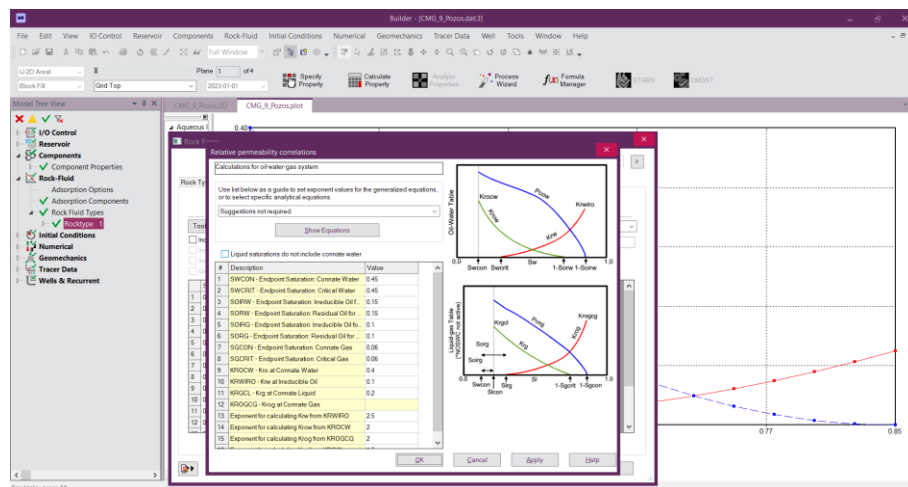


Figura 4.16 Correlaciones para las permeabilidades relativas.

Una vez seleccionadas las correlaciones y proporcionado los datos, el simulador genera automáticamente las curvas que describen cómo cambia la permeabilidad relativa de cada fase con respecto a la saturación. El resultado de este proceso se aprecia en la **Figura 4.17**, en la cual se presentan los valores calculados para cada una de las fases involucradas.

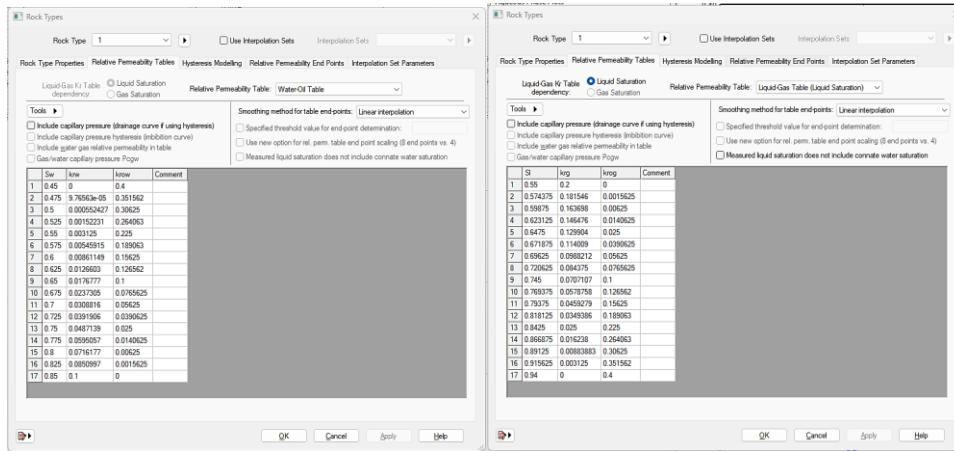


Figura 4.17 Tablas de permeabilidad relativa.

Finalmente, estas curvas se despliegan gráficamente dentro del entorno de trabajo, mostrando claramente la relación entre saturación y permeabilidad relativa para agua, aceite y gas. La **Figura 4.18** ilustra esta visualización, confirmando que las curvas han sido correctamente generadas y se encuentran listas para ser utilizadas en el modelo durante la simulación del flujo de fluidos.

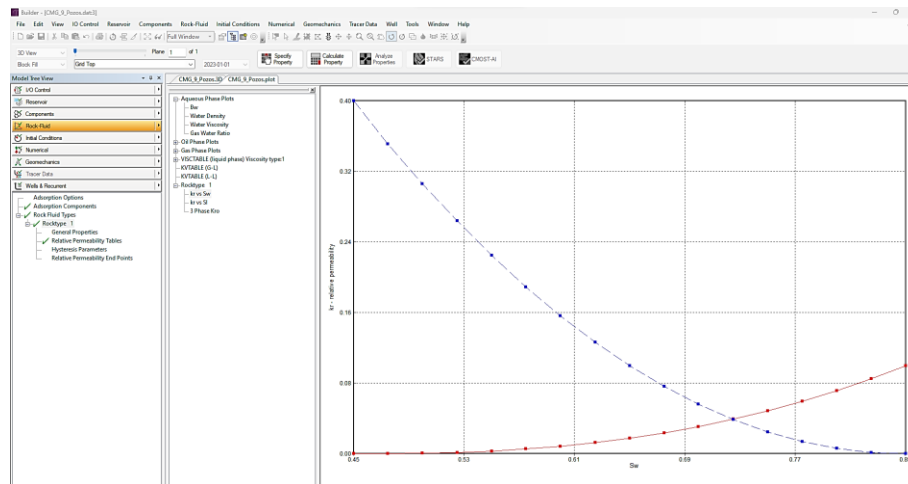


Figura 4.18 Gráficas para la sección de roca-fluido.

4.1.5 Condiciones iniciales

Se accede al módulo de *Initial Conditions*, donde se configuran valores clave como la presión de referencia, profundidad de referencia, contacto agua aceite y contacto gas aceite. Estos datos deben representar los datos proporcionados en el problema 2A. La forma en que se ingresa esta información se muestra en la **Figura 4.19**, donde se aprecia la ventana de entrada de parámetros para esta sección del modelo.

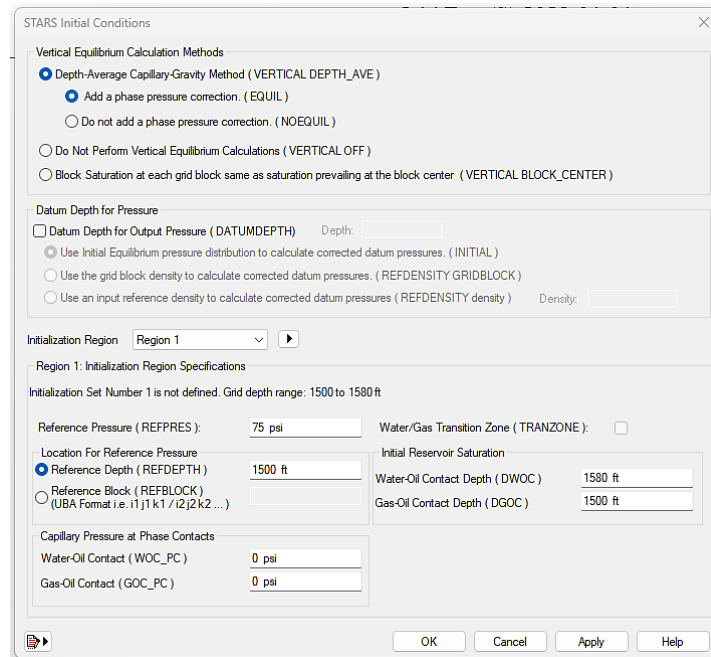


Figura 4.19 Ventana de condiciones iniciales.

4.1.6 Propiedades de Pozos

Una vez completadas las configuraciones del yacimiento y de las propiedades roca-fluido, se procede a definir los pozos que se utilizarán en el modelo. Esta etapa es clave, ya que permite establecer el contacto entre el sistema de pozos y la malla simulada, tanto en su geometría como en su funcionamiento operativo.

Se inicia con la definición del pozo inyector, el cual debe configurarse como un pozo del tipo “*injector mobweight implicit*”. Esta selección corresponde a una opción común en simulaciones térmicas, ya que considera el peso del fluido y el movimiento implícito para resolver el flujo. La configuración de este tipo de pozo se muestra en la **Figura 4.20**, donde se observa la interfaz de creación del pozo inyector.

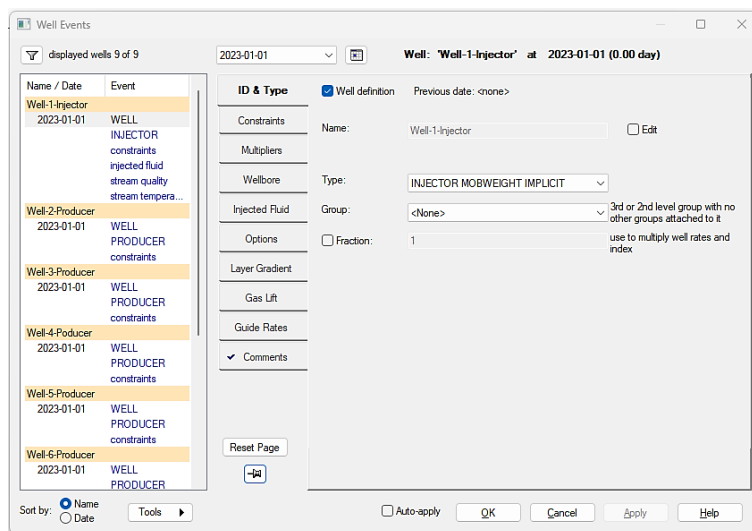


Figura 4.20 Definición de pozo inyector.

Después, se establecen las restricciones operativas (*constraints*) asociadas al pozo inyector. En este caso, se definen una presión mínima de fondo (BHP) y una tasa de inyección de vapor, especificada en términos de STW (*Steam Total Water rate*). Esta configuración se ilustra en la **Figura 4.21**, que muestra el menú donde se ingresan los límites operativos del pozo.

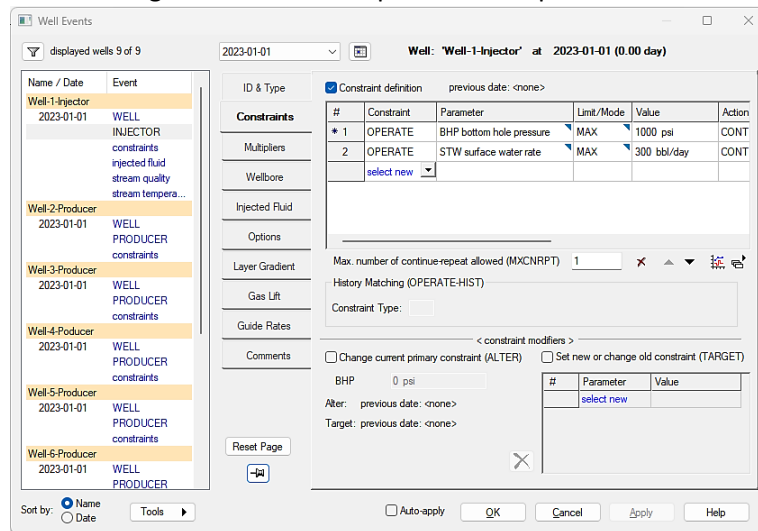


Figura 4.21 Definición restricciones operativas (*constraints*).

Posteriormente, se define el tipo de fluido a inyectar, su temperatura y su calidad de vapor (*steam quality*). Estos parámetros son determinantes para los balances de energía y el cálculo de transferencia de calor en el modelo. La forma en que se introduce esta información se presenta en la **Figura 4.22**.

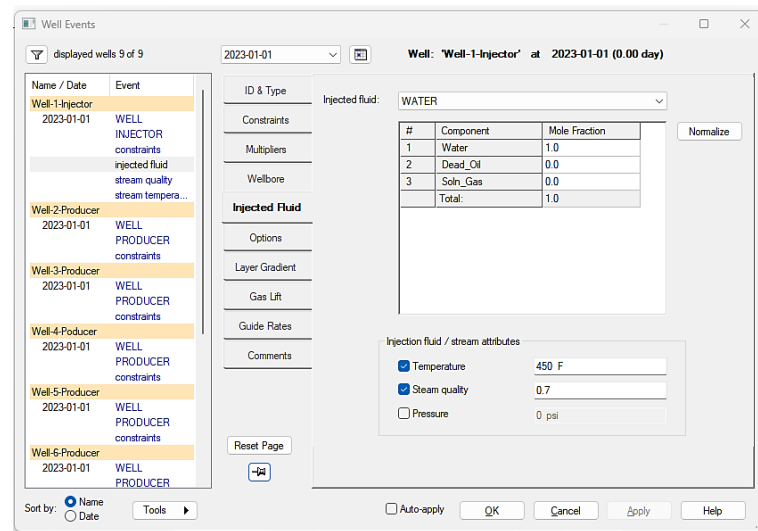


Figura 4.22 Definición de fluido inyectado.

A continuación, se definen los pozos productores. Este proceso se repite para los ocho pozos productores considerados en el modelo. En la **Figura 4.23** se puede observar la configuración correspondiente a uno de estos pozos.

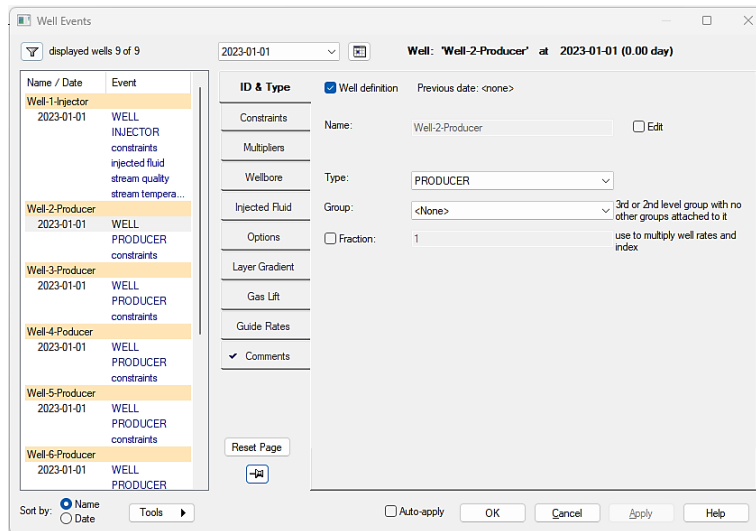


Figura 4.23 Definición de pozos productores.

Para cada uno de los pozos productores, se deben establecer las restricciones de operación: presión mínima de fondo (BHP), así como tasas límite de producción de líquidos (STL) y de vapor (STEAM), parámetros esenciales para el control de la producción en condiciones térmicas. La **Figura 4.24** muestra la interfaz utilizada para ingresar estas restricciones.

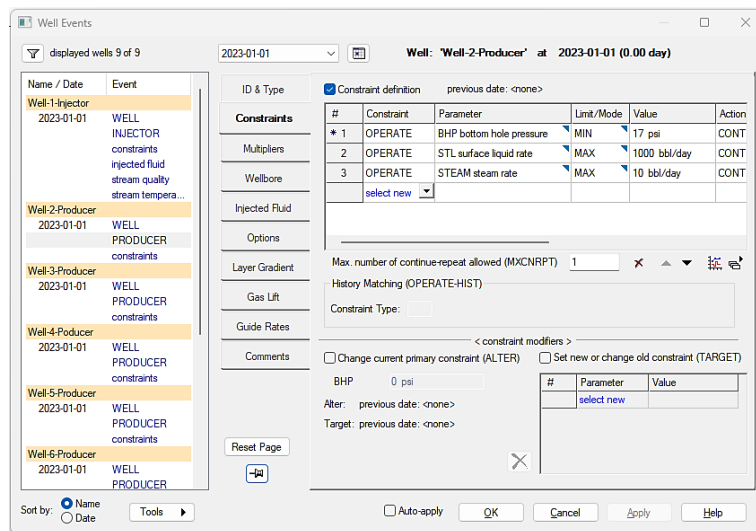


Figura 4.24 Definición restricciones operativas (constraints) de pozos productores.

Una vez definidos los pozos, se procede a configurar las secciones activas o zonas de disparo, donde el pozo interactúa directamente con el yacimiento. Para el pozo inyector, esta asignación se realiza como se muestra en la **Figura 4.25**, donde se definen los intervalos perforados.

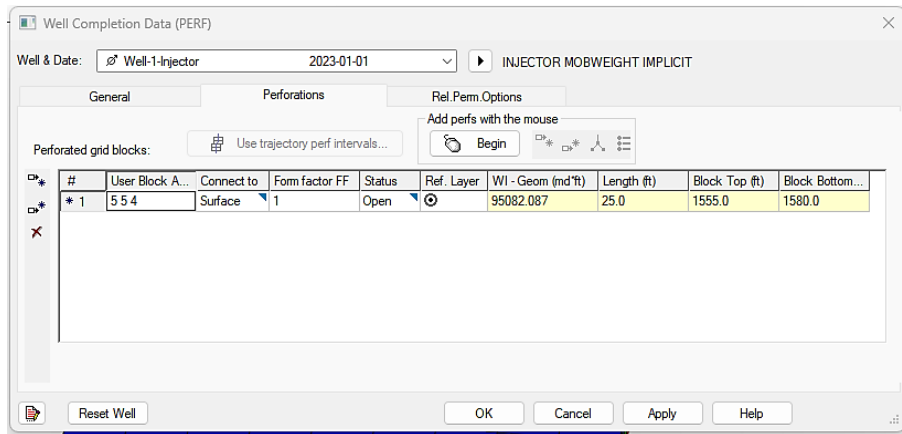


Figura 4.25 Definición secciones activas para pozo inyector

De forma similar, se definen las secciones de disparo para cada uno de los ocho pozos productores, asegurando que el contacto con el yacimiento sea consistente con el diseño conceptual del modelo. Esta etapa se documenta gráficamente en la **Figura 4.26**.

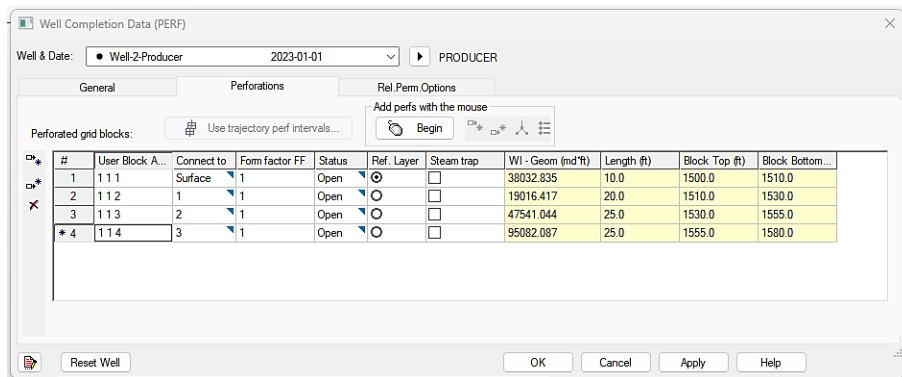


Figura 4.25 Definición secciones activas para pozos productores

Finalmente, al concluir la definición de todos los pozos y sus zonas activas, se genera la visualización tridimensional del sistema. En esta representación, se puede observar la ubicación precisa de cada pozo dentro de la malla, lo cual permite validar la configuración espacial del modelo. Esta vista se presenta en la **Figura 4.25**.

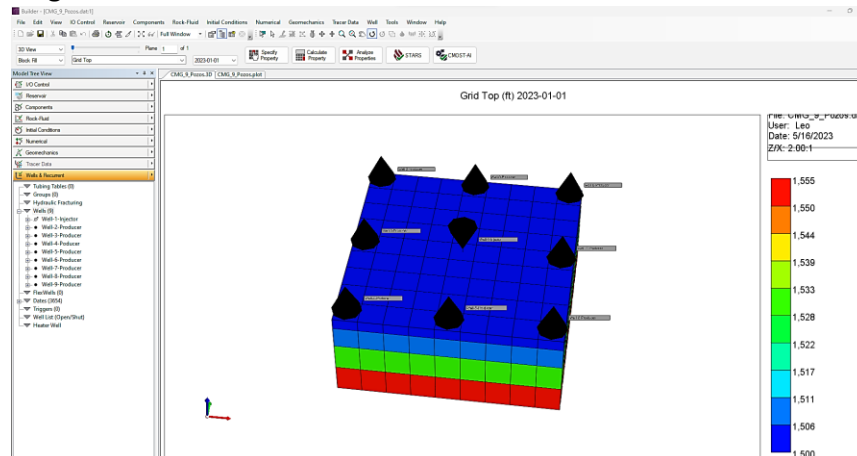


Figura 4.26 Pozos en el modelo 3D

4.1.7 Fechas

Para ello, dentro del simulador se utiliza la herramienta de manejo de fechas, que permite programar los eventos del modelo. En esta sección se pueden asignar las fechas de inicio de la producción, la duración de los ciclos, los periodos de remojo térmico y cualquier cambio en las restricciones de operación. En la **Figura 4.27** se muestra la interfaz donde se ingresan estos eventos, y cómo se vinculan a los pozos definidos anteriormente.

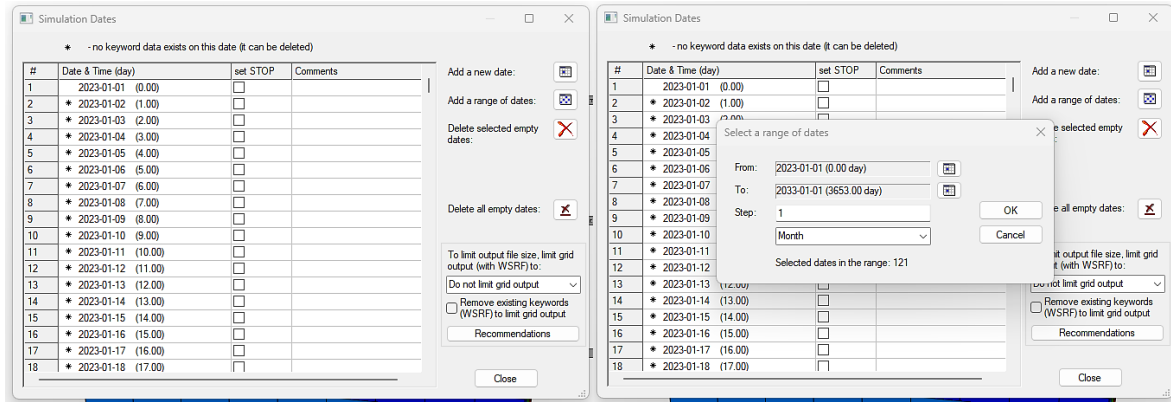


Figura 4.27 Establecimiento de fechas de operación

4.1.8 Modelo 3D

Una vez completada la configuración del modelo, que incluye la definición de la malla, la asignación de propiedades petrofísicas y térmicas, la incorporación de los pozos y sus zonas de disparo, así como la programación del calendario operativo, se genera la visualización tridimensional final del modelo correspondiente al Problema 2A.

Esta representación 3D constituye el resultado integral de todos los elementos previamente configurados, permitiendo observar la disposición espacial de los pozos dentro de la malla, la distribución de las propiedades del yacimiento y la geometría general del sistema simulado. Esta vista tridimensional es fundamental para verificar que el modelo ha sido construido correctamente antes de iniciar la corrida de simulación. La **Figura 4.28** muestra esta visualización final, donde se aprecia la estructura completa del modelo en CMG Builder.

Este modelo servirá como base para realizar los análisis técnicos y operativos planteados en el desarrollo de la simulación. Los resultados derivados de este modelo serán evaluados y discutidos en detalle en el Capítulo 4.2.2, donde se abordará el comportamiento del sistema bajo las condiciones térmicas establecidas y se interpretarán los perfiles de presión, saturación y producción generados por el simulador.

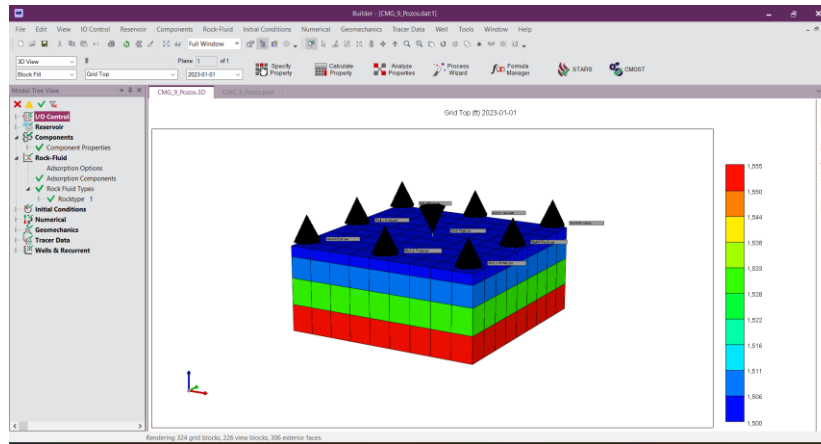


Figura 4.28 Modelo 3D constituido.

4.2 Cuarto Proyecto de la SPE

El cuarto proyecto comparativo de soluciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), titulado “Comparison of Steam Injection Simulators”, se realizó con el objetivo de evaluar y comparar el desempeño de diferentes simuladores térmicos aplicados a procesos de inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado. Este tipo de estudios es relevante porque la inyección de vapor es una técnica fundamental de recuperación mejorada de petróleo (EOR), utilizada para disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su movilidad, aumentando así la eficiencia de producción en yacimientos desafiantes.

El proyecto se planteó para examinar la capacidad de los modelos de simulación para reproducir con precisión fenómenos complejos de transporte térmico y flujo multifásico. Para ello, se definieron tres problemas representativos: un caso de inyección cíclica de vapor y dos casos de desplazamiento en un patrón invertido de nueve puntos, incluyendo uno con aceite destilable. Estos problemas fueron diseñados para cubrir distintas condiciones de operación y propiedades de los yacimientos, ofreciendo un marco de comparación amplio y riguroso.

Se utilizaron simuladores comerciales, incluyendo CMG, aplicando datos y condiciones de operación estandarizadas, lo que permitió una evaluación objetiva del rendimiento de cada modelo. Participaron seis organizaciones, cada una realizando simulaciones con sus propias herramientas y metodologías, lo que facilitó analizar la consistencia de los resultados, la capacidad técnica de los modelos y su comportamiento numérico bajo condiciones controladas.

Los resultados obtenidos mostraron concordancia en gran parte de los casos, validando la efectividad de los simuladores térmicos para predecir el comportamiento de los procesos de inyección de vapor en diferentes escenarios de yacimiento. Este estudio no solo permitió identificar fortalezas y limitaciones de cada herramienta de simulación, sino que también proporcionó información valiosa para el desarrollo y la mejora de métodos de modelado aplicables a la industria petrolera.

En este capítulo se retomará la información obtenida del cuarto proyecto de la SPE donde se muestran tres problemas relacionados con la inyección de vapor, junto con los resultados de

simulación obtenidos de seis organizaciones. Estos problemas fueron seleccionados con el propósito de abordar diversas características de los modelos térmicos que son relevantes tanto en términos prácticos como teóricos, y también para verificar la metodología de implementación en el simulador CMG. El primer problema se enfoca en tres ciclos de inyección cíclica de vapor, mientras que los otros dos problemas se centran en el desplazamiento de vapor en un patrón invertido de nueve puntos. Los dos primeros problemas se clasifican como "black-oil", mientras que el tercero se clasifica como compositivo. Se proporcionan datos completos para estos problemas. La comparación de las soluciones revela un acuerdo satisfactorio en la mayoría de los resultados relevantes para las operaciones en este campo.

Siete empresas formaron parte de ese proyecto. Posteriormente, se llevó a cabo un proyecto de solución comparativa desarrollado por el comité del programa para el Simposio de Simulación de Yacimientos SPE de 1982 en Nueva Orleans. El problema seleccionado consistió en una conificación radial de sección transversal trifásica en un solo pozo.

Se tomaron los tres problemas del artículo *Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators* en CMG relacionados pero independientes para comparar modelos de inyección de vapor: la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de petróleo no destilable con una cuadrícula bidimensional (2D) de sección transversal radial, el desplazamiento de petróleo no destilable por vapor en un patrón invertido de nueve puntos considerando una octava parte del patrón completo (ver **Figura 4.29**) y desplazamiento de un aceite que consta de dos componentes volátiles y un componente no volátil en el mismo patrón. En los primeros dos problemas, las propiedades del aceite fueron idénticas. Los participantes tenían la flexibilidad de enviar resultados para uno, dos o los tres problemas.

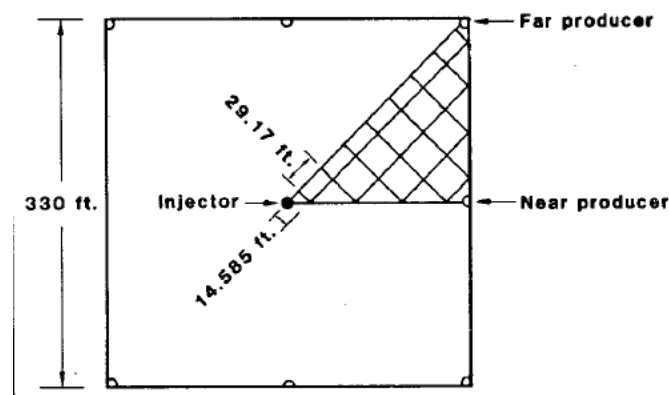


Figura 4.29 Elemento de simetría utilizado en la simulación de inyección de vapor en un nueve puntos invertidos (Problemas 2A y 3A).

Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

Los problemas fueron elegidos con el propósito de poner a prueba características de los modelos que son relevantes en aplicaciones prácticas; sin embargo, no representan necesariamente situaciones reales de campo. Específicamente, queríamos examinar la influencia de la orientación de la cuadrícula en los resultados de los problemas de desplazamiento de vapor. El patrón invertido de nueve puntos nos pareció ideal para este objetivo.

Las siguientes compañías, pero solo tres presentaron resultados para el caso de composición. Cuatro de las otras empresas contactadas mostraron interés en el proyecto en las etapas iniciales, pero no pudieron proporcionar resultados para la comparación debido a diversas razones. Además de los resultados numéricos, se les solicitó a los participantes que proporcionaran una breve descripción de su modelo y que respondieran una serie de preguntas relacionadas con el modelo. Estas descripciones, con solo cambios editoriales menores, se presentan en la siguiente sección.

Computer Modeling Group (CMG). ISCOM es un simulador térmico totalmente implícito de diferencia finitas que maneja múltiples componentes y cuatro fases (petróleo, agua, gas y sólido). El modelo se basa en los balances de masa y energía de los componentes, considerando aspectos como acumulación, vaporización/condensación, inyección/producción, reacciones químicas, conducción de calor, pérdida de calor, flujo de masa y energía. El flujo entre bloques se calcula utilizando la movilidad del fluido y la entalpía en un esquema de diferencias finitas centrado en bloques de cinco puntos en diferentes tipos de cuadrículas. Para avanzar en el tiempo, se utiliza el método iterativo de Newton para resolver las ecuaciones de equilibrio no lineales acopladas. Las derivadas se obtienen mediante diferenciación numérica. Las ecuaciones se resuelven mediante eliminación gaussiana directa o uno de varios métodos iterativos de factorización LU acelerados por Orthomin y preconditionados por un procedimiento combinado. Cada pozo tiene una ecuación de restricción implícita que se acopla y resuelve simultáneamente con las ecuaciones de balance del yacimiento. El modelado de pozos de producción considera movilidades de fase, bucles de densidad de fase, espesor de la capa y presiones de fluido tanto en el yacimiento como en el pozo. El simulador permite manejar cualquier número de componentes de petróleo, gas y sólidos, controlar los intervalos de tiempo para controlar el error de truncamiento, calcular la pérdida de calor en pozos de inyección de vapor y la caída de presión, y realizar un cálculo de flash trifásico riguroso hasta las condiciones de la superficie. También cuenta con características avanzadas para la modelización de pozos de producción y un paquete inmobiliario.

4.1.1 Problema 1

Todos los resultados presentados corresponden al Problema 1A. Para este caso de vapor cíclico, se especificaron los límites de los bloques y los participantes ubicaron los puntos de la cuadrícula dentro de los bloques. Arco utilizó la media logarítmica; Chevron y SSI ubicaron los puntos de cuadrícula en el centroide de las celdas; CMG utilizó la media aritmética; y Elf y Mobil usaron geometría significar.

La pérdida de calor acumulada al final del primer ciclo varió de 465 a 666 MMBtu [491 a 703 GJ]. Durante este tiempo, se inyectaron 3,406 MMBtu [3554 GJ] de calor. Los errores de balance de materiales históricos máximos respondidos variaron de 7 a 37 STB [1 a 6 m³ de tanque de almacenamiento] de petróleo y de 93 a 350 STB [15 a 56 m³ de tanque de almacenamiento] de agua, y los errores de balance de materiales acumulativos varió de 12 a 44 STB [2 a 7 m³ de tanque de almacenamiento] de petróleo y de 50 a 350 STB [8 a 56 m³ de tanque de almacenamiento] de agua. Solo tres de los participantes proporcionaron esta información. El agua original calculada en el lugar irregular de 413,196 a 421,330 STB [65,693 a 66,986 m³ de tanque de almacenamiento] y aceite en el lugar de 498,325 a 506,780 STB [79,227 a 80,572 tanque de reserva m³].

4.1.2 Problema 2

Cinco de los seis participantes usaron la cuadrícula que se muestra en la **Figura 4.29** (Problema 2A); Mobil usó un área cuadrada igual a la mitad del área del patrón completo con dos inyectores (una cuarta parte cada uno) y tres productores (uno lleno, dos un cuarto). Hay tres productores completos por inyector en este patrón. Hubo poca diferencia en los materiales calculados para el problema. El error de balance de materia histórico y acumulativo máximo informado para el petróleo fue de 129 STB [21 m³ de tanque de almacenamiento].

La **Tabla 4.1** muestra el tiempo calculado para que cada uno de los productores alcance 10 STB/D [1,59 tanque de almacenamiento m³/d] de producción de vapor.

Tiempo para 10 [STB/D] de vapor para problema 2A		
	Productor Cercano [días]	Productor Lejano [días]
Arco	336	2,245
Chevrone	411*	1,543*
CMG	539	1,398
Mobil	257	1,583
Elf	381	1,454
SSI	487*	1,497*

* Estimación por intervalos de tiempo adyacentes

Tabla 4.1 – Tiempo para 10 [STB/D] de vapor para problema 2A

Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

Las **Figuras 4.30 a 4.33** presentan las tasas de producción de petróleo y agua obtenidas en la simulación. Por su parte, la Figura 4.6 muestra la presión de fondo (BHP) para uno de los pozos productores cercanos. Cabe señalar que todos los datos corresponden a pozos completamente modelados, y los resultados de los patrones se refieren al patrón completo, el cual está compuesto por cuatro productores ubicados en la zona lejana (un cuarto del patrón) y cuatro en la zona cercana (media celda del patrón).

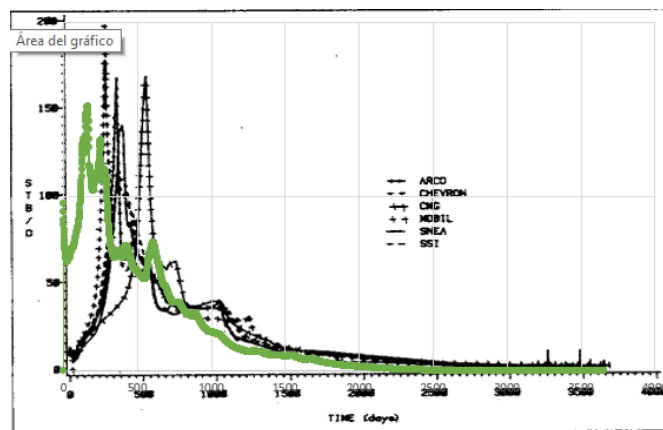


Figura 4.30 Problema 2: tasa de aceite para el pozo productor cercano (base de pozo lleno) [bl/d vs tiempo en días]
Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

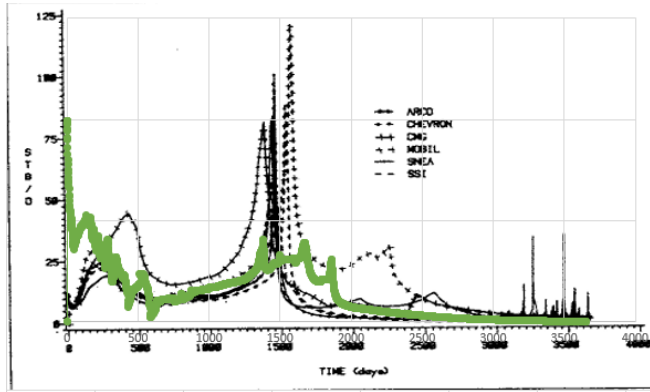


Figura 4.31 Problema 2: tasa de aceite para el pozo productor lejano (base de pozo lleno) [bl/d vs tiempo en días]
 Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

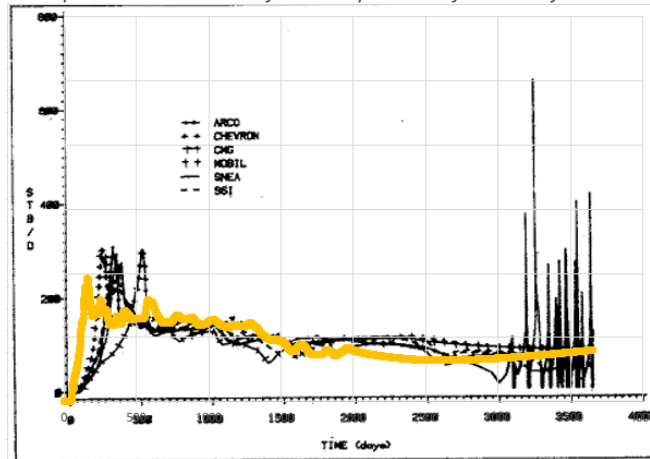


Figura 4.32 Problema 2: tasa de agua para pozo productor cercano (base de pozo lleno) [bl/d vs tiempo en días]
 Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

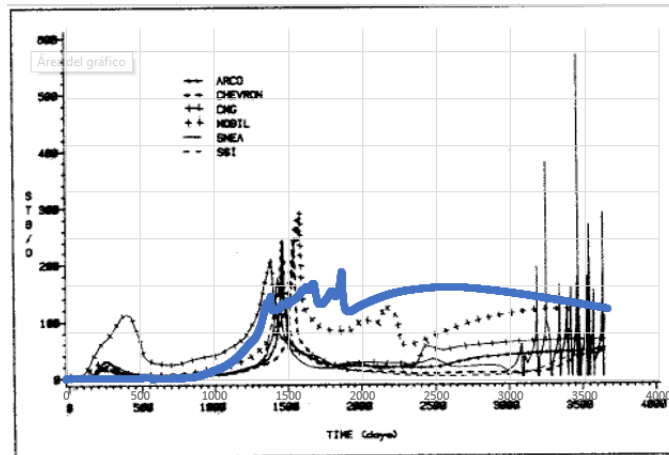


Figura 4.33 Problema 2: tasa de agua para pozo productor lejano (base de pozo lleno) [bl/d vs tiempo en días]
 Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

Para este problema se puede apreciar que hay diferencias cualitativas en las curvas de producción de los pozos, tanto cercano, como el más lejano. Estas diferencias podrían deberse a que los simuladores numéricos han avanzado en su desarrollo desde que se publicó este proyecto (1987): aumentando la precisión computacional, algoritmos mejorados y llevan a cabo los balances de más y energía. Por ejemplo, en este sentido, las computadoras comerciales tenían una precisión de 16 bit y ahora el estándar es de 64 bit, por lo que la precisión numérica ha aumentado drásticamente.

4.2.1 Problema 1A vapor cíclico.

El objetivo es simular la inyección cíclica de vapor en dos dimensiones (sistema cerrado).

Red Cuadrícula cilíndrica Vse (rz) con 13 puntos de cuadrícula en el radial (r) dirección. El radio del pozo es de 0,09 m [0,3 pies] y el radio exterior es de 80,2 m [263 pies]. Los límites de bloque en la dirección radial están en 0,30, 3,0, 13,0, 23,0, 33,0, 43,0, 53,0, 63,0, 73,0, 83,0, 93,0, 103,0, 143,0 y 263,0 pies [0,09, 0,9, 4, 7, 10,1, 13,1, 16,2, 19,2, 22,3, 25,3, 28,3, 31,4, 43,6 y 80,2 m]. Límites de bloques en la dirección vertical están en 0.0 (parte superior de pago), 10, 30, 55 y 80 pies [0, 3, 9, 1, 16.8, y 24.4 metros]. Profundidad a arriba de pagar es 1,500 pies [457 m] submarino.

Propiedades de la roca. Las permeabilidades horizontales que comienzan con la capa superior son 2000, 500, 1000 y 2000 md. Las permeabilidades verticales son 509 de los valores horizontales. La porosidad de todas las capas es 0,3 (fracción). Conductividad térmica del yacimiento es de 24 [Btu/(ft-D-°F)] [3.5 W/ (m·K)]. Capacidad calorífica del yacimiento es de 35 Btu/(ft³ de roca-°F) [2347 kJ/(m³- K)]. La compresibilidad efectiva de la roca es 5×10^{-4} psi [7.3×10^{-5} kPa⁻¹].

Propiedades del agua. Asumir agua y usar propiedades estándar.

Propiedades del aceite. La densidad en condiciones estándar es de 60,68 lbm/ft³ [972 kg/m³]. La compresibilidad es 5×10^{-6} psi⁻¹ [7.3×10^{-6} kPa⁻¹]. El coeficiente de expansión térmica es 3.8×10^{-4} R⁻¹, el calor específico (constante) es 0,5 Btu/lbm-R [2.1 kJ/(kg·K)], y el masa molecular es 600 lb/mol.

Condiciones iniciales. La saturación de petróleo es 55% y la saturación de agua es 45%. La temperatura del yacimiento es de 125 °F [51.7 °C], y la presión en el centro de la capa superior es de 75 psia [517 kPa]. La distribución de la presión es según la cabeza de gravedad (presión capilar = 0 psi).

Datos de permeabilidad relativa. Las presiones capilares son iguales a 0 psi. Suponga que la temperatura o la histéresis no tienen efecto sobre la permeabilidad relativa. La saturación de agua intersticial, S_{iw} , es igual al agua irreductible saturación, $S_{wir}=0,45$. El residual aceite saturación (sistema agua/petróleo), $S_{orw}= 0,15$, la saturación de petróleo residual (sistema gas/petróleo), $S_{org}=0,10$, y la saturación de gas crítica, $S_{gc}=0.06$. Permeabilidad relativa al petróleo en la saturación de agua intersticial, $K_{roiw}=0.4$, permeabilidad relativa al agua en la saturación de petróleo residual (sistema agua/petróleo), $k_{rwo}=0.1$, y permeabilidad relativa al gas en la saturación de petróleo residual (sistema gas/petróleo), $k_{rgro}=0.2$.

Condiciones de operación. Todas las capas están abiertas para fluir durante la inyección y la producción (factor de piel cero). El contenido de energía del vapor inyectado se basa en una calidad de 0,7 y 232 °C [450 °F]. La calidad del vapor en condiciones de fondo de pozo variará con la presión, pero por simplicidad se puede suponer que permanece constante en 0.7. Simular tres ciclos. Cada ciclo es de 365 días con inyección durante 10 días seguidos de un período de remojo de 7 días. El

ciclo se completa con 348 días de producción. Inyectar vapor a capacidad sujeta a las siguientes restricciones: (1) BHP máximo de 6,9 MPa [1,000 psia] en el centro de la capa superior y (2) tasa de inyección máxima de 1,000 STB/D [159 m-tanque de almacenamiento*/d 1 equivalente de agua fría (CWE). Producir pozo a capacidad sujeta a las siguientes restricciones: (1) BHP mínimo de 17 psia [117 kPa] en el centro de la capa superior y (2) tasa máxima de producción de 1,000 STB/D [159 deposito m/d] de líquidos.

En la **Figura 4.34** se observa el modelado en CMG con todos los datos anteriores, en un modelo de 3 dimensiones y con coordenadas radiales.

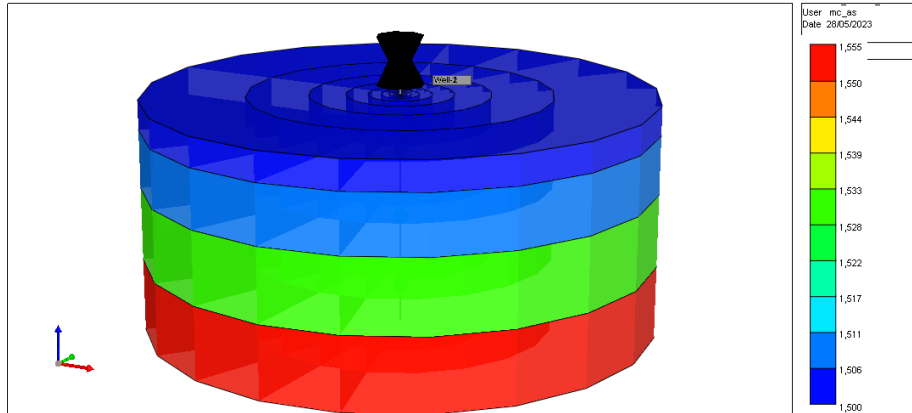


Figura 4.34 Modelo 3D en CMG

Una vez hecha la simulación con los parámetros establecidos se compara la gráfica del artículo *Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators* con la de la simulación y podemos ver que su comportamiento es similar. La **Figura 4.35** muestra la producción de petróleo. y luego? Elaborar más

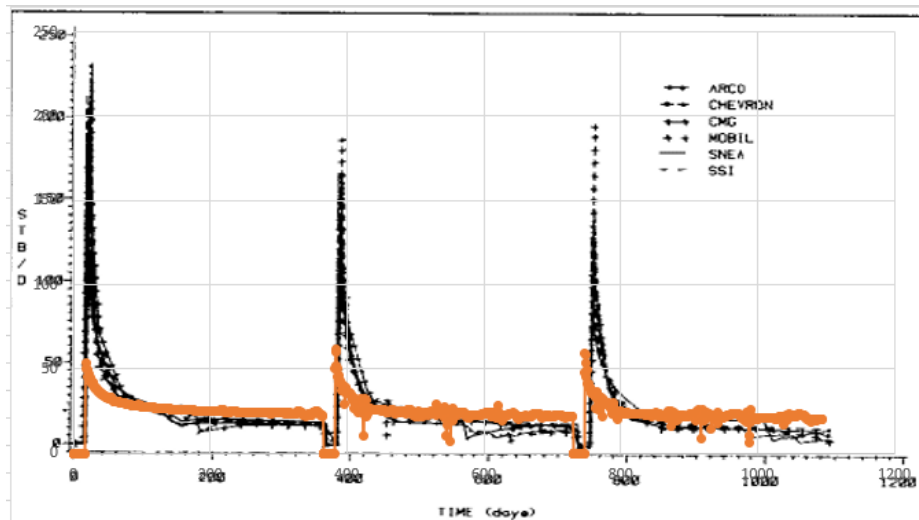


Figura 4.35 Comparación de la tasa de producción [std/d vs tiempo en días]

Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

El comportamiento de la simulación obtenida es similar al que se reportó en el artículo *Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators*, sin embargo, no es idéntico ya que la computadora que se usó hace más de 30 años no tenía el poder de cálculo como hoy en día.

4.2.2 Problema 2A

Para este problema presentado en el artículo se utilizaron las propiedades iniciales del 1A, pero se tomaron en cuenta 2 pozos uno cercano y uno lejano, en coordenadas cartesianas como se muestra en la **Figura 4.36**.

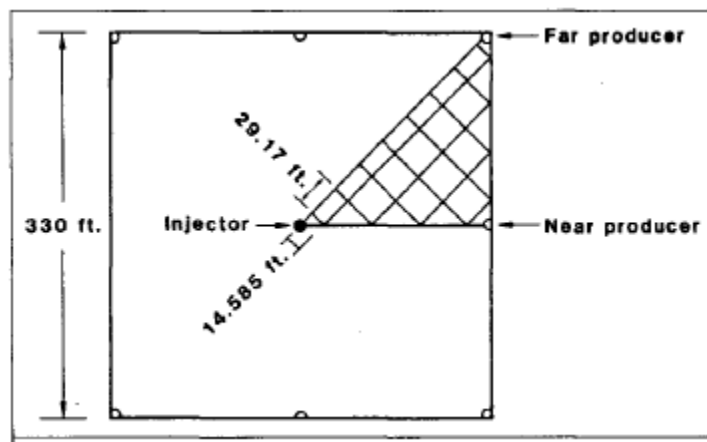


Figura 4.36 Elemento de simetría utilizado en la simulación de la inyección de vapor en un patrón invertido de nueve puntos.

Obtenido de "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison' of Steam Injection Simulators" Aziz et al., 1987

En la **Figura 4.37** podemos ver cómo es la representación 3D en CMG de los nueve pozos que se utilizaran para la simulación.

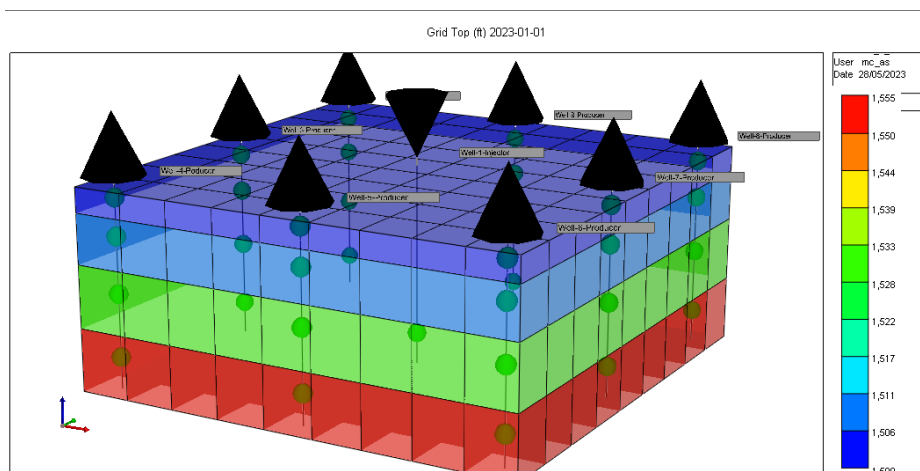


Figura 4.37 Modelo 3D en CMG de los 9 pozos

Los resultados de la simulación realizada en CMG versión 2023 se muestran en las **Figuras 4.30, 4.31, 4.32 y 4.33**, donde se comparan directamente las gráficas obtenidas en este trabajo con las publicadas en el artículo original que sirvió como base para el Problema 2A. En términos generales,

se observa que las tendencias de las curvas son bastante similares, aunque no idénticas. Esto se debe a que el simulador utilizado en este trabajo cuenta con algoritmos más sofisticados y capacidades de modelado térmico más avanzadas que los que probablemente se utilizaron en el artículo. Además, es importante mencionar que el artículo fue desarrollado en colaboración con distintas empresas del sector, lo que implica una posible variabilidad en los enfoques y parámetros aplicados.

Aun con esas diferencias, la comparación refleja una buena correspondencia entre ambos resultados, lo cual valida la calidad y confiabilidad del modelo desarrollado. Esto nos permite afirmar que la simulación realizada en este trabajo no solo es válida para fines académicos, sino que también tiene el potencial de aplicarse en situaciones reales de campo, al ir más allá de los supuestos idealizados del caso original.

Capítulo 5. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA CASOS DE YACIMIENTOS MEXICANOS

5.1 Modelo 9 pozos con aceite extrapesado (8° API)

Como se presentó en el **Capítulo 3.4** “Pruebas de inyección de vapor en México”, se tomaron algunas propiedades de los informes para replicar dichas condiciones en el modelo de los nueve pozos analizados en el **Capítulo 4.2, Problema 2A**. Esto permitió demostrar cómo la aplicación de distintos ciclos de inyección de vapor puede incrementar la producción.

Las condiciones que se tomaron en consideración del campo de Samaria fueron:

- Permeabilidad: 5,000 [mD]
- Porosidad: 30 %
- Inyección de agua:
 - Calidad: 80 %
 - Temperatura: 338 [°F] (170 °C)
 - Presión: 2000 [psi]

Los del fluido fueron obtenidos de una prueba PVT con las siguientes características:

- Densidad API: 8.0 [°]
- Presión de saturación: 2166 [psi]
- Densidad del gas: 0.071 [lb/ft³]
- Temperatura del yacimiento: 102.9 [°C] (217.22 °F)
- Factor de volumen de formación (FVF) a Pb: 1.195 [vol/vol]
- Compresibilidad a Pb: 7.47 [10⁻⁶/psia]
- Viscosidad a Pb: 49.41 [cP]

Se utilizó la correlación de Vasquez-Beggs con los siguientes datos para obtener las propiedades del fluido:

- ✓ Presión: 500 [psi]
- ✓ Temperatura: 140 [°F]

Con base en estas condiciones, se realizó un solo ciclo de inyección de vapor de agua con una duración de 15 días. Durante este tiempo, los pozos productores se mantuvieron cerrados para permitir que el calor y la presión del vapor se distribuyeran en la formación, facilitando la movilización de los hidrocarburos. Una vez cumplidos los 15 días, los pozos fueron abiertos para iniciar la producción y evaluar cómo afectó el proceso de inyección al comportamiento del yacimiento.

Los resultados obtenidos se muestran en la **Figura 5.1**, donde se observa que, al cabo de un año, la producción acumulada alcanzó los 34,033 barriles [bl]. Estos datos sirven como referencia para

medir la eficiencia del proceso y pueden ser útiles para optimizar futuros ciclos de inyección de vapor en condiciones similares.

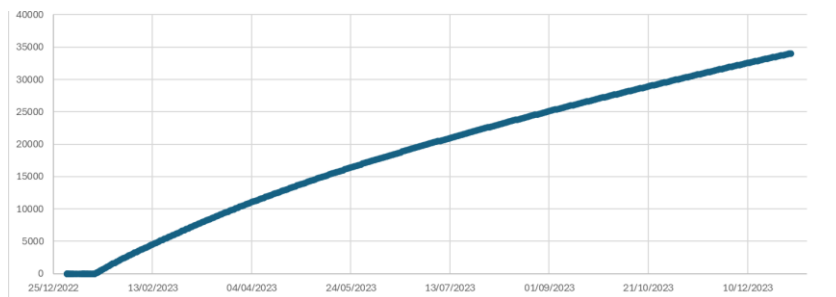


Figura 5.1 Producción acumulada de aceite con un ciclo de inyección de vapor.

Después, se realizó otra simulación, pero esta vez con dos ciclos de inyección de vapor para ver si esto tenía un impacto positivo en la producción acumulada del yacimiento. La idea era comparar los resultados con el caso anterior, donde solo se había hecho un ciclo, y evaluar si repetir el proceso ayudaría a recuperar más hidrocarburos.

El primer ciclo se llevó a cabo igual que en la simulación previa: se inyectó vapor durante 15 días con los pozos cerrados para que el calor se propagara en la formación y redujera la viscosidad del crudo, facilitando su movilidad. Después de este tiempo, los pozos se abrieron y se dejaron produciendo durante un mes, permitiendo la extracción de los hidrocarburos movilizados por la inyección de calor.

Luego, se inició el segundo ciclo. Para esto, los pozos se cerraron nuevamente y se dejó un periodo de remojo de 15 días para que el calor siguiera propagándose y ayudara a movilizar más hidrocarburos atrapados en la roca. Al terminar este tiempo de espera, los pozos se volvieron a abrir y se analizó cómo afectaba la repetición del proceso a la producción total.

Los resultados de esta simulación se muestran en la **Figura 5.2**, donde se observa que la producción acumulada al cabo de un año fue de 47,806 barriles [b]. Comparado con la producción obtenida con un solo ciclo, se nota un aumento considerable, lo que sugiere que repetir el proceso de inyección de vapor puede ser una estrategia efectiva para mejorar la recuperación de hidrocarburos. Esto deja claro que optimizar la frecuencia y duración de los ciclos de inyección es clave para aprovechar al máximo este método de recuperación térmica y mejorar la rentabilidad de la explotación del yacimiento a largo plazo.

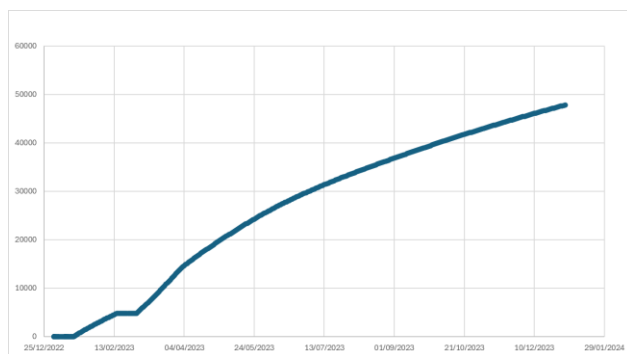


Figura 5.2 Producción acumulada de aceite con dos ciclos de inyección de vapor.

Al analizar las gráficas y los resultados de la simulación de yacimiento, queda claro que modificar los ciclos de inyección tiene un impacto positivo en la producción. La diferencia entre aplicar un solo ciclo y dos ciclos en un año es de 13,773 barriles [bl] de producción acumulada, lo que representa un aumento considerable.

Sin embargo, no se trata solo de ver cuánto más se puede producir, sino de evaluar si realmente vale la pena. Cada ciclo de inyección implica una inversión significativa, y detener la producción de todos los pozos de un campo durante 15 días no siempre es factible. Es importante considerar si el beneficio obtenido justifica el costo y la interrupción operativa.

Podría pensarse que, si con un ciclo adicional se logra ese incremento en la producción, seguir aumentando los ciclos llevaría a obtener aún más barriles. La idea de que cada ciclo nuevo generará la misma cantidad adicional de producción es tentadora, pero está lejos de la realidad. En la práctica, el aumento en la producción tiende a disminuir con cada ciclo extra. Factores como la disipación del calor, la reducción del crudo disponible y los cambios en las propiedades del yacimiento afectan la eficiencia del proceso. Por eso, en lugar de simplemente agregar más ciclos, es necesario encontrar un equilibrio entre la producción adicional y la rentabilidad del proyecto.

La **Figura 5.3** muestra que agregar un tercer ciclo no hace una gran diferencia en la producción acumulada del año. Con dos ciclos se alcanzan 47,806.464 barriles [bl], y al sumar un tercero, la producción solo sube a 52,446.011 [bl]. Esto deja claro que cada ciclo extra no aporta el mismo beneficio que los anteriores, por lo que no siempre vale la pena seguir aumentando el número de ciclos sin analizar bien la rentabilidad.

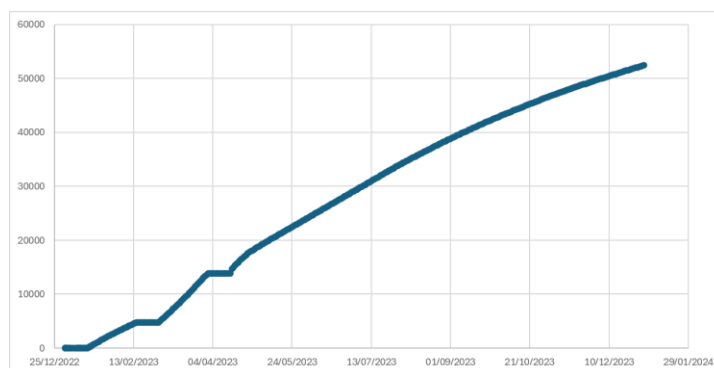


Figura 5.3 Producción acumulada de aceite con tres ciclos de inyección de vapor.

Al analizar estos resultados, se observa que el incremento en la producción al pasar de dos a tres ciclos es de 4,639.547 [bl], lo que equivale aproximadamente a una tercera parte del aumento obtenido al pasar de un ciclo a dos, que fue de 13,773.175 [bl]. Esto confirma que el beneficio en términos de producción tiende a disminuir con cada ciclo adicional.

Por ello, es fundamental evaluar la viabilidad económica de incrementar la cantidad de ciclos de inyección. Si bien podría suponerse que un mayor número de ciclos generará un aumento proporcional en la producción, los datos indican que este crecimiento no es lineal, y que el beneficio adicional obtenido con cada nuevo ciclo es cada vez menor. Además, debe considerarse que cada ciclo implica costos operativos significativos y la interrupción temporal de la producción, lo que puede afectar la rentabilidad del proyecto.

Antes de implementar ciclos adicionales, es necesario realizar un análisis integral que contemple tanto el aumento en la producción como los costos asociados. De esta manera, se podrá determinar si la estrategia es sostenible y económicamente conveniente en función de las condiciones del yacimiento y los objetivos del proyecto.

5.2 Modelo Samaria con aceite extrapesado (8.0 °API)

A partir de los datos obtenidos en informes técnicos del campo Samaria, se replicó su geometría en el software de simulación con información pública de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Con el objetivo de lograr una representación más precisa, los datos fueron escalados de manera adecuada, facilitando así la obtención de un modelo detallado del yacimiento. El modelo conceptual aproximado se construyó utilizando datos generales y rangos de propiedades obtenidos de fuentes públicas y literatura técnica.^{65 66 67}

Esta aproximación permitió avanzar con el desarrollo del modelo en CMG, aunque es importante señalar que los resultados obtenidos están condicionados por ese nivel de simplificación. Aun así, el comportamiento observado en la simulación proporciona una buena referencia para analizar la viabilidad del proceso térmico planteado, aunque se reconoce que los valores absolutos podrían diferir en un escenario real con caracterización completa.

Para obtener una mejor visualización de la ubicación y distribución de los pozos en el campo Samaria, se presenta la **Figura 5.4**. En esta representación, se ha incluido la escala para facilitar la interpretación de la disposición espacial de los pozos. De igual manera se identifican claramente los nombres de los pozos inyectores y productores, lo que permite un análisis más detallado de su ubicación y relación dentro del yacimiento. Esta información es fundamental para comprender la dinámica del campo y optimizar estrategias de inyección y producción.⁶⁸



Figura 5.4 Vista satelital de pozos del campo de Samaria. CNH (2024)

Los pozos inyectoros son:

- Samaria-647
- Samaria-666
- Samaria-690
- Samaria-698

Los pozos productores son:

- Samaria-901
- Samaria-913H
- Samaria-915
- Samaria-916
- Samaria-922
- Samaria-948

Con la información anterior se procede a construir una malla en el simulador con dimensiones de 150x150x20 que se muestra en la **Figura 5.5** se muestra como se ve en el simulador.

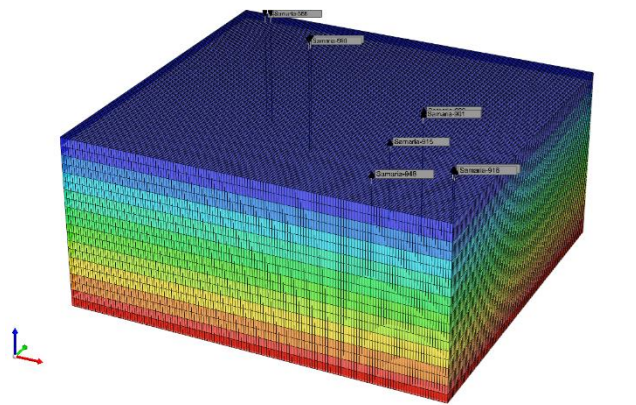


Figura 5.5 Modelo 3D del bloque construido

Al igual que en la figura presentada en el **Capítulo 3.4.1**, se observa que el yacimiento está compuesto por diferentes niveles de arenas, cada uno con características específicas que influyen en la producción y explotación del campo. Para comprender mejor estos niveles y sus implicaciones en el desarrollo del yacimiento, se realizó un análisis basado en información técnica, cuyo resultado se presenta en la **Tabla 5.1**.

Dicha tabla, obtenida a partir de un informe especializado, detalla los objetivos establecidos para cada uno de los niveles de arena su era geológica es el Neógeno. Estos objetivos están orientados a optimizar la extracción de hidrocarburos, mejorar la eficiencia operativa y maximizar la recuperación del recurso. A través de este análisis, es posible determinar estrategias más adecuadas para el manejo del yacimiento y evaluar la viabilidad de distintas técnicas de producción.

Pozo	Objetivo
Sam-901	A-1-2, A-1-3, A-4-1, A-6-1
Sam-913H	A-1-1
Sam-915	A-1-3, A-4-1
Sam-916	A-4-2, A-4-3, A-4-5
Sam-922	A-6-1
Sam-948	A-4-4, A-6-1

Tabla 5.1 Pozos y objetivos.

Obtenido de "Samaria Neogeno Exploitation Plan: FEL Approach and Pilot Test Implementation"

En el caso de los pozos inyectoros, no se cuenta con información específica sobre los niveles de arena que fueron utilizados. Debido a esta limitación, se tomó como referencia los niveles de arena más comúnmente empleados en los pozos productores para configurarlos en el simulador de manera más precisa y coherente con la dinámica del yacimiento.

A partir de esta información, se elaboró la **Tabla 5.2**, en la cual se presentan de manera detallada las coordenadas de cada pozo en los distintos ejes cartesianos. Este registro es fundamental para la correcta representación espacial del yacimiento dentro del modelo de simulación, permitiendo un análisis más preciso del comportamiento de los fluidos y de la interacción entre los pozos inyectoros y productores.

Ejes	X	Y	Z
<i>Inyectoros</i>			
• Samaria-647	14	10	5,7,13
• Samaria-666	16	9	5,7,13
• Samaria-690	43	30	5,7,13
• Samaria-698	43	28	5,7,13
<i>Productores</i>			
• Samaria-901	111	78	6,7,9,13
• Samaria-913H	138	118	5
• Samaria-915	110	107	7,8
• Samaria-916	139	119	9,10,12
• Samaria-922	110	75	13
• Samaria-948	115	135	11,13

Tabla 5.2 Coordenadas de los pozos

Obteniendo así la **Figura 5.6**, donde se muestra el modelo 3D obtenido del simulador CMG STARS

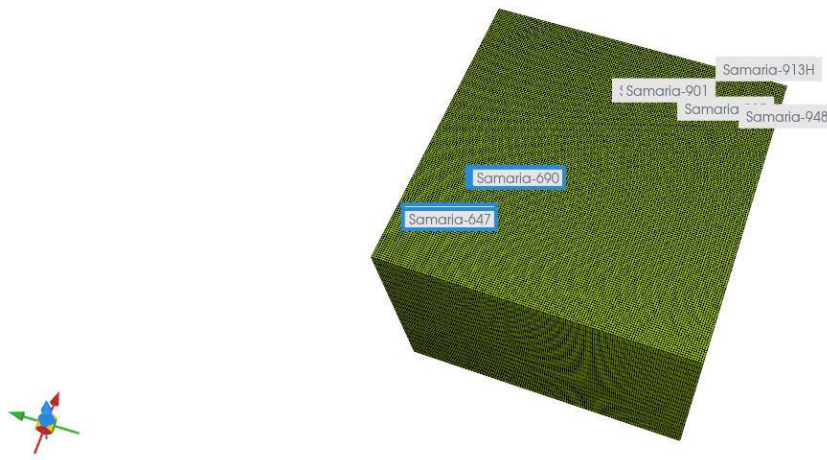


Figura 5.6 Densidad del aceite

En cuanto a los componentes del hidrocarburo, se emplearon las mismas propiedades utilizadas en el ejemplo presentado en el **Capítulo 5.1**. Esta decisión se tomó con el objetivo de mantener la coherencia en los parámetros del estudio y asegurar una comparación adecuada entre los diferentes escenarios analizados.

A partir de esta información, se generaron una serie de gráficas que permiten visualizar el comportamiento de los componentes del hidrocarburo bajo las condiciones establecidas.

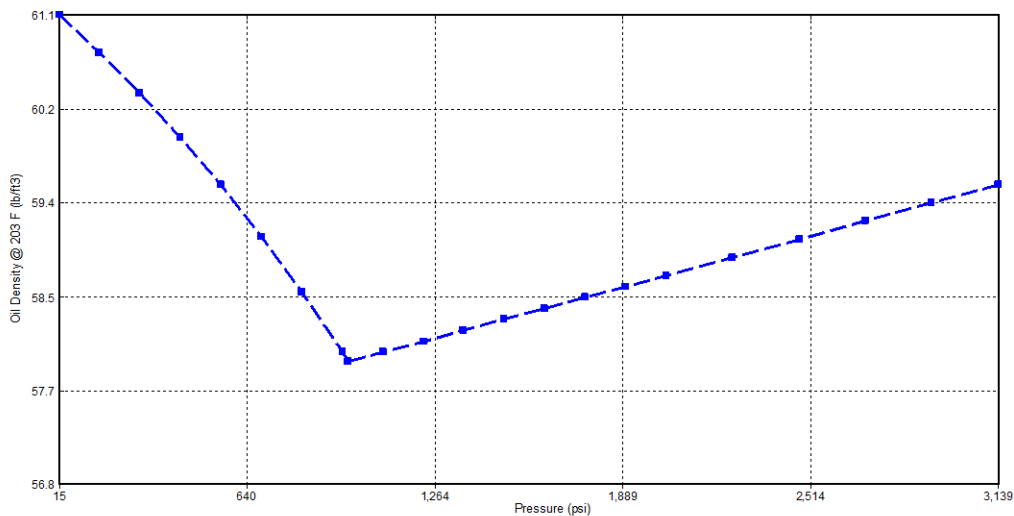


Figura 5.7 Densidad del aceite

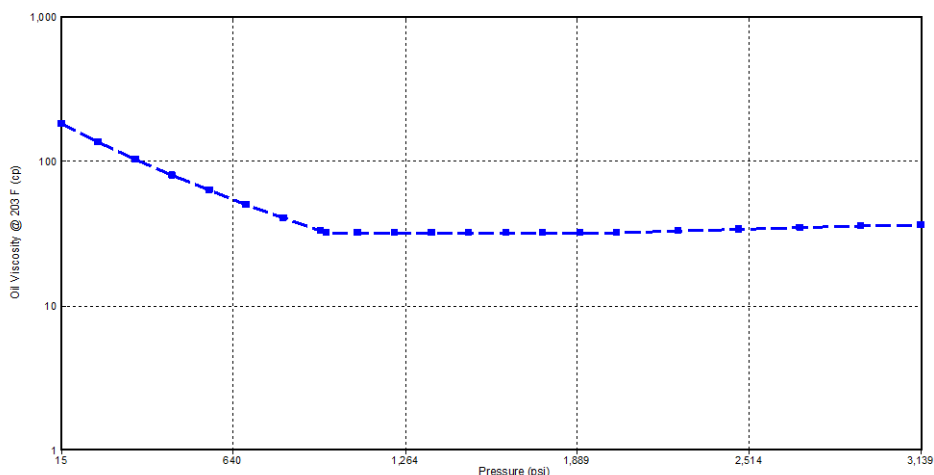


Figura 5.8 Viscosidad del aceite

Para este caso en particular, se asumió que todos los pozos son verticales, lo que permite simplificar la simulación y centrarse en la evaluación del comportamiento del yacimiento bajo estas condiciones.

Sin embargo, es importante señalar que en el campo Samaria no todos los pozos son verticales. En la realidad operativa, existen configuraciones más complejas, incluyendo pozos direccionales y horizontales, que pueden influir significativamente en la dinámica del flujo de fluidos dentro del yacimiento. Además, en este campo se emplea bombeo neumático como un sistema artificial de producción, lo que también afecta la eficiencia en la producción y la recuperación de hidrocarburos.

Por lo tanto, aunque la presente simulación considera un escenario simplificado, es fundamental reconocer estas diferencias al interpretar los resultados y al extrapolarlos a las condiciones reales del campo. Esto resalta la importancia de realizar estudios adicionales que incorporen estas variables para obtener un modelo más preciso y representativo del comportamiento del yacimiento.

5.2.1 Resultados de la inyección de vapor

Una vez que se configuró el modelo en el simulador, se procedió a correr los casos necesarios para comparar los resultados obtenidos con los que se presentaron en las pruebas piloto descritas en el **Capítulo 3.4.1**. Para ello, se implementaron dos ciclos de inyección, buscando reproducir lo más fielmente posible las condiciones operativas que se dieron en campo.

En el primer ciclo, se comenzó con un periodo de remojo de 15 días, durante el cual el pozo permaneció cerrado para favorecer la interacción del fluido inyectado con la formación. Al término de este lapso, se abrió el pozo a producción durante 30 días, observando la respuesta del yacimiento. Después, se reanudó la inyección durante 15 días más, para luego volver a producción, dejándolo abierto de forma continua.

Los datos de inyección de vapor son:

- ✓ Inyección de agua en superficie: 400 [bl/día]
- ✓ Temperatura: 630 [°F]

- ✓ Calidad: 0.8
- ✓ Presión: 2000 [psi]
- ✓ Fluido inyectado: agua

El cronograma seguido en esta etapa se puede consultar en la **Figura 5.9**, donde se resumen las distintas fases del proceso: remojo, producción e inyección.

Samaria-690		Samaria-916	
2023-01-01	WELL	2023-01-01	WELL
	INJECTOR		PRODUCER
	constraints		constraints
	injected fluid		SHUTIN
	stream quality	2023-01-16	OPEN
	stream pressure	2023-02-15	SHUTIN
	stream temperature	2023-03-02	OPEN
2023-01-16	SHUTIN		
2023-02-15	OPEN		
2023-03-02	SHUTIN		

Figura 5.9 Cronograma pozo inyector y pozo productor obtenido de STARS CMG

Se realizaron simulaciones a un año para analizar el desempeño del modelo en condiciones similares a las que se presentaron durante la prueba piloto. Una vez obtenidos los resultados, se comparó la producción acumulada estimada por el simulador con los datos reales disponibles en la plataforma pública de la CNH, correspondientes al periodo en que se llevó a cabo la prueba en campo.

Esta comparación sirvió para verificar qué tan bien se ajustaba el modelo a la realidad operativa del pozo. Las gráficas resultantes de este análisis se muestran en las Figuras: **Figura 5.10**, **Figura 5.11**, **Figura 5.12**, **Figura 5.13**, **Figura 5.14**, **Figura 5.15**, **Figura 5.16**, donde visualiza el grado de concordancia entre la producción simulada y la reportada oficialmente durante un año.

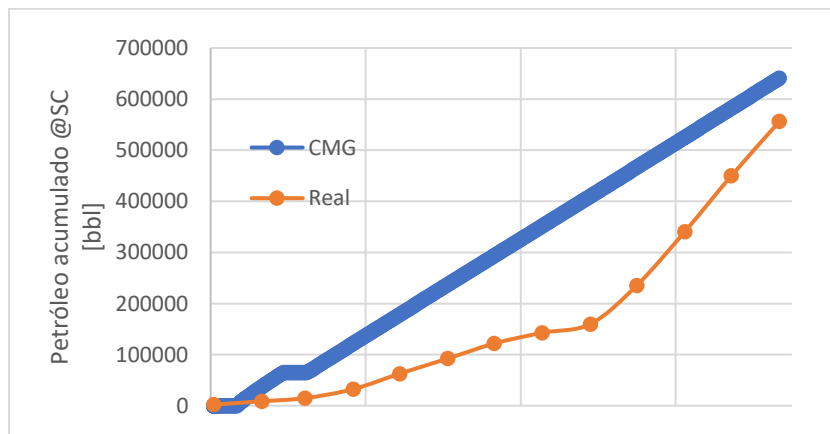


Figura 5.10 Producción acumulada pozo Samaria-901

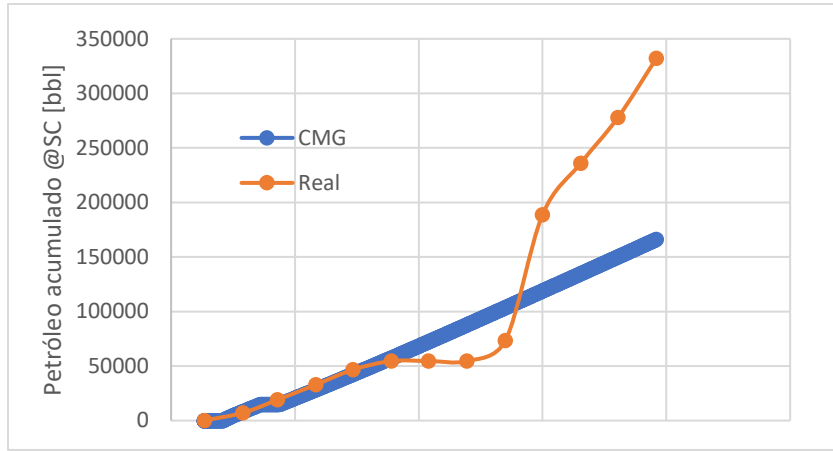


Figura 5.110 Producción acumulada pozo Samaria-913H

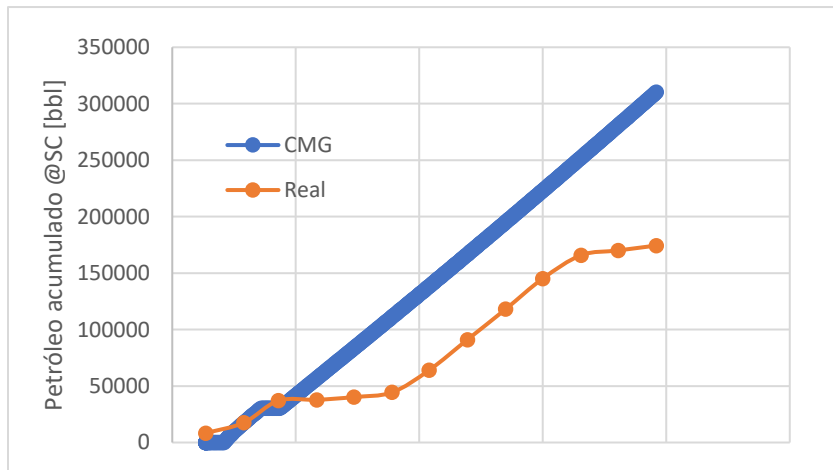


Figura 5.12 Producción acumulada pozo Samaria-915

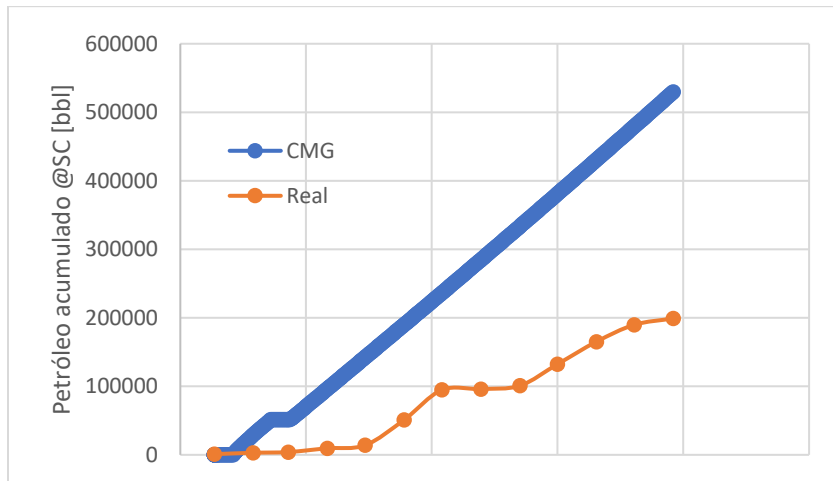


Figura 5.13 Producción acumulada pozo Samaria-916

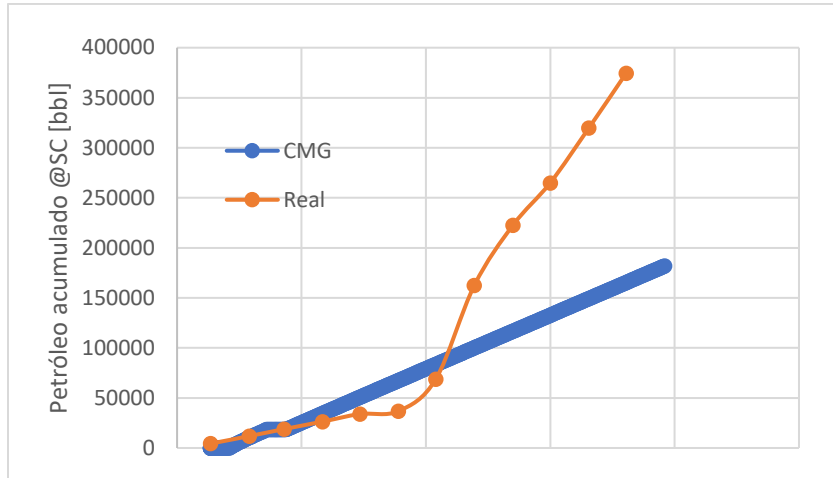


Figura 5.14 Producción acumulada pozo Samaria-922

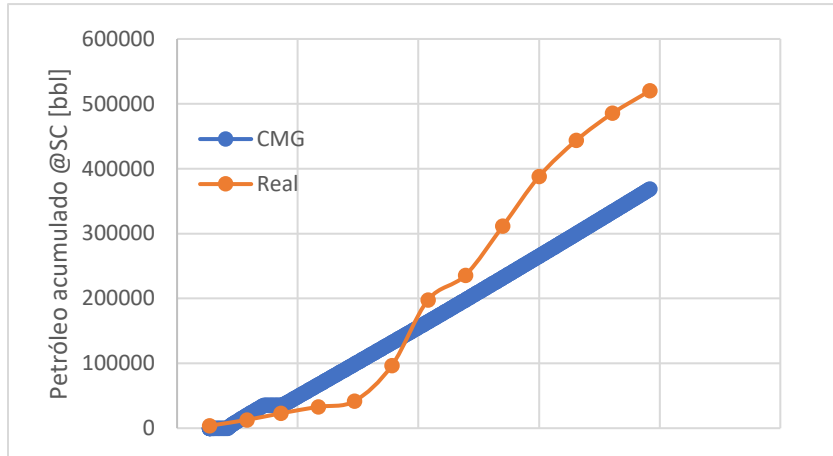


Figura 5.15 Producción acumulada pozo Samaria-948

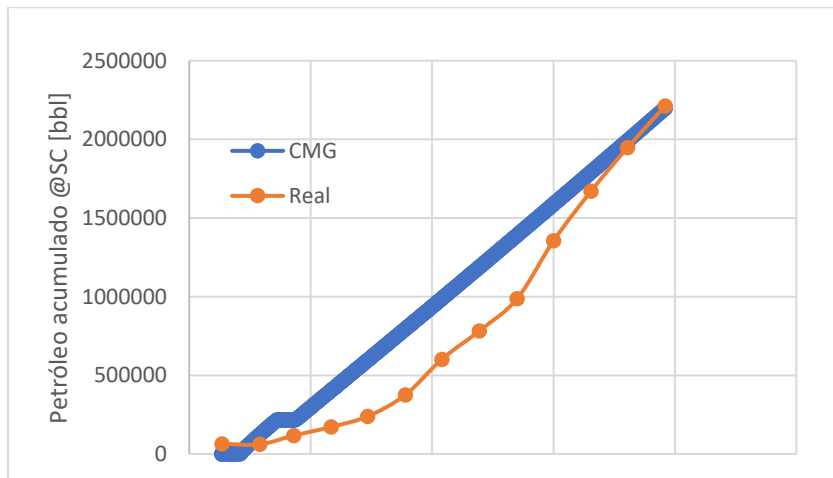


Figura 5.16 Producción acumulada de los 6 pozos productores.

Al comparar la producción acumulada del modelo con los datos reales, se observa que los valores y la tendencia son bastante similares. Esto indica que el modelo representa de forma razonable el comportamiento del yacimiento bajo las condiciones de la prueba piloto. Sin embargo, es importante aclarar que no se contó con toda la información operativa, ni con el modelo estático, lo cual afecta el nivel de precisión del resultado final.

Aun así, el modelo se construyó con base en los datos disponibles y en supuestos realistas, por lo que las diferencias observadas son comprensibles dentro del contexto.

Para entender mejor cómo se lleva a cabo el desplazamiento del aceite dentro del modelo, se presenta la **Figura 5.17**, donde se muestra el estado inicial del sistema. Esta imagen permite visualizar cómo se encuentra saturado el yacimiento al inicio del proceso, lo cual es clave para interpretar los cambios que ocurren conforme avanza la inyección.

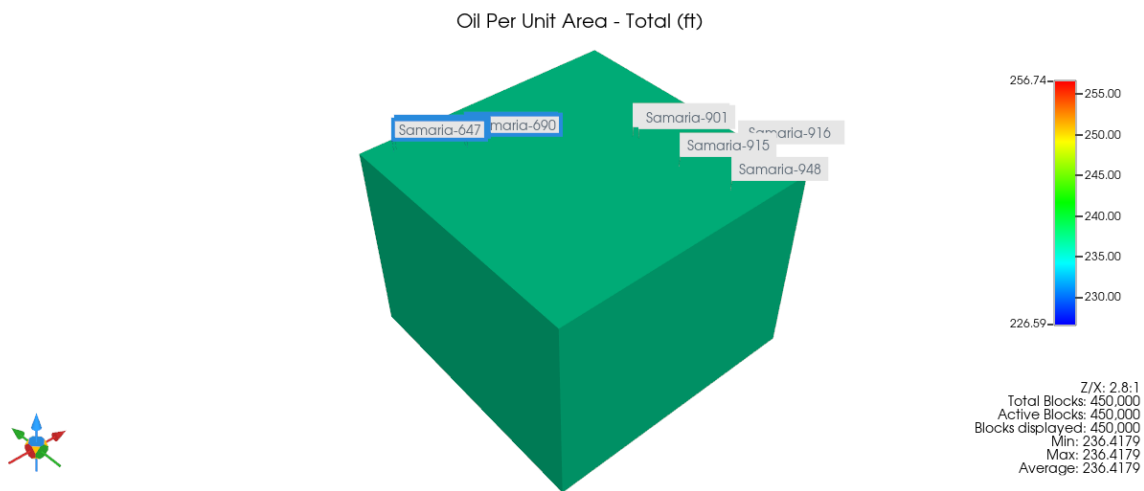


Figura 5.17 Petróleo por unidad de área inicial.

Posteriormente, en la **Figura 5.18**, se muestra el modelo al final de la simulación, y ahí se puede ver con claridad cómo el aceite ha sido desplazado hacia los pozos productores como resultado de la inyección de vapor. El barrido que se observa es una consecuencia directa del avance del frente térmico generado por el vapor, que logra recorrer parte del yacimiento y empujar el petróleo en dirección a los pozos.

Este tipo de desplazamiento ocurre porque al aumentar la temperatura del sistema, el aceite pierde viscosidad y se vuelve más fácil de mover. Además, el gradiente de presión creado entre el inyector y los productores ayuda a dirigir el flujo hacia donde se requiere. La imagen permite entender mejor cómo funciona el proceso, y sirve como una herramienta visual útil para evaluar qué tan efectivo fue el diseño de la estrategia de inyección que se propuso.

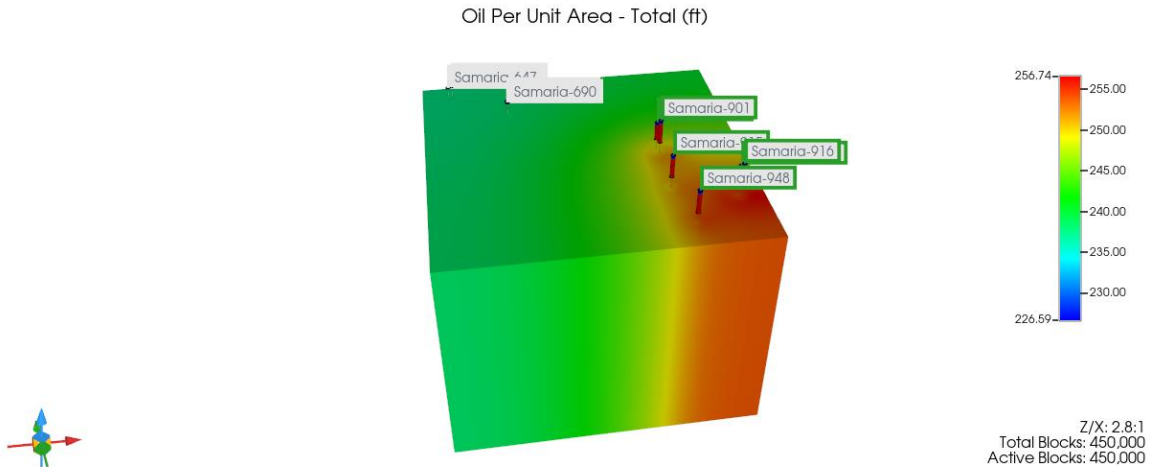


Figura 5.18 Petróleo por unidad de área final

5.2.2 Resultados de la inyección de agua

Después de confirmar que la simulación con inyección de vapor dio buenos resultados, se decidió probar una alternativa más sencilla y posiblemente más rentable: la inyección de agua. La idea era llevar a cabo la misma simulación, pero ahora con agua en lugar de vapor, para evaluar si los resultados siguen siendo aceptables sin necesidad de aplicar un proceso térmico que, aunque efectivo, implica mayores costos y requerimientos operativos.

El uso de vapor requiere calderas, transporte de vapor, aislamiento de líneas, mayor control operativo, entre otros factores. Por eso, si la inyección de agua puede ofrecer un desempeño razonable, podría representar una solución más práctica en términos económicos y operativos. Para hacer esta comparación, se migró toda la información del modelo original al simulador CMG IMEX. Esto incluye el cronograma de inyección y producción, las propiedades del yacimiento y de los fluidos, así como la configuración de las zonas de interés y demás parámetros necesarios para replicar el modelo de manera fiel. En la **Figura 5.19** se puede ver el mismo modelo, dentro de IMEX, lo cual permite tener una base sólida para comparar directamente el desempeño entre ambos métodos de inyección.

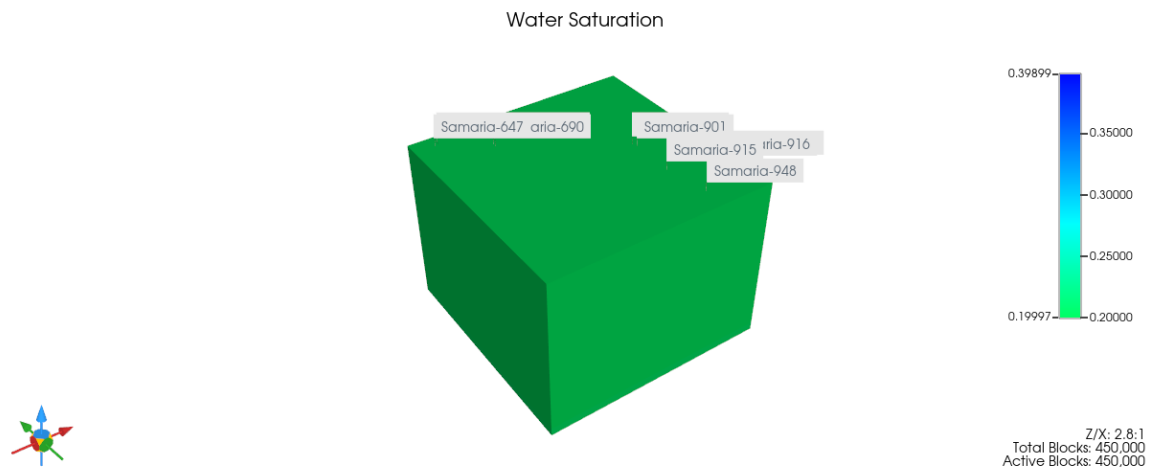


Figura 5.19 Saturación de agua

Para comparar cuál método es más eficiente bajo las condiciones del modelo, se hizo una comparación directa entre los resultados de la simulación con inyección de vapor y los de la simulación con inyección de agua. En las Figuras 5.20, 5.21 y 5.22, se muestran los resultados obtenidos para ambos escenarios. Estas gráficas permiten observar cómo se comporta la producción, cómo se desplaza el aceite, y qué tan eficiente es el barrido en cada caso. Esta comparación es fundamental para tomar decisiones informadas sobre qué método de inyección conviene aplicar desde el punto de vista técnico y económico.

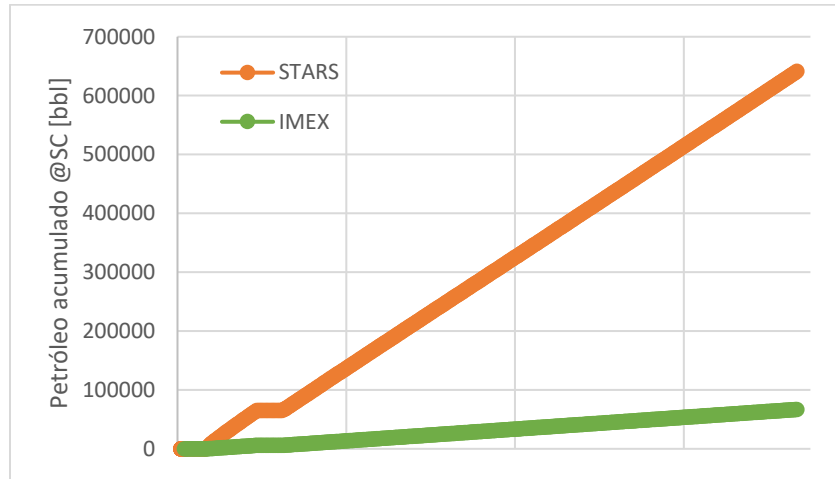


Figura 5.20 Comparación de producción acumulada entre STARS y IMEX de Samaria-901

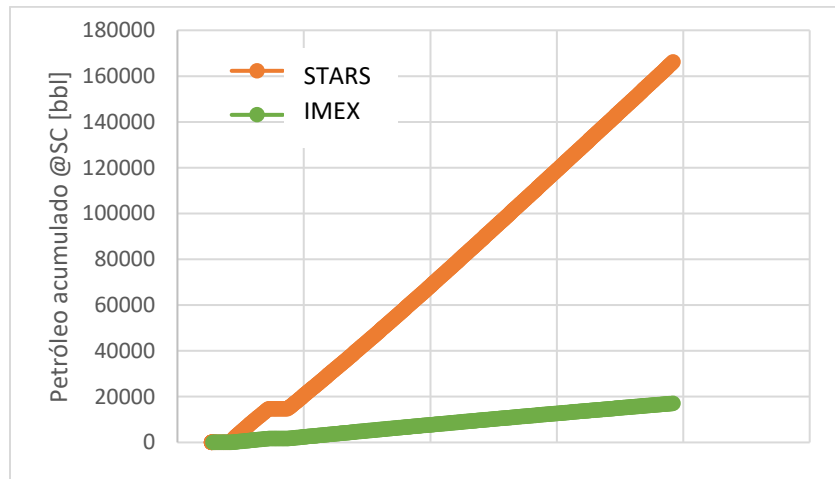


Figura 5.21 Comparación de producción acumulada entre STARS y IMEX de Samaria-913H

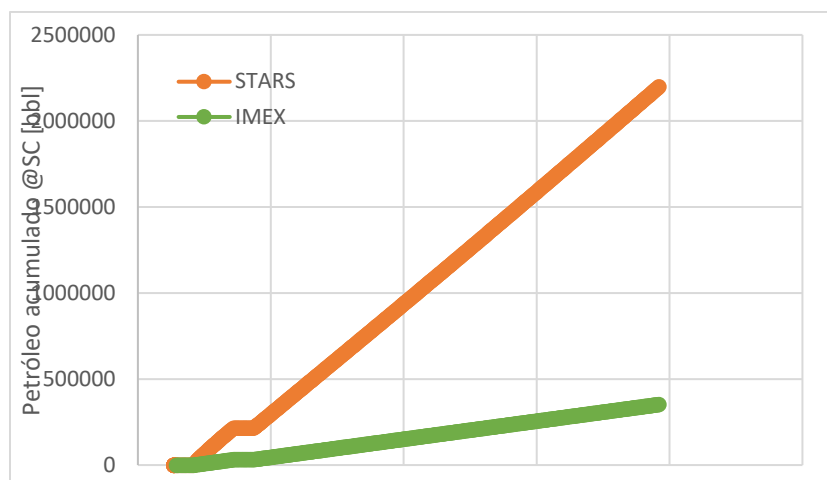


Figura 5.22 Comparación de producción acumulada entre STARS y IMEX de los pozos productores

Al comparar los resultados de producción acumulada entre los dos escenarios simulados, inyección de vapor en STARS y agua en IMEX se ve claramente que la inyección de vapor tiene un mejor desempeño. De hecho, se obtiene alrededor de cinco veces más producción con vapor que con agua.

Esto tiene sentido si consideramos que el crudo del modelo tiene una gravedad API de 8, lo que significa que es un aceite muy pesado y altamente viscoso. En estas condiciones, el agua por sí sola no tiene la capacidad de desplazarlo de manera eficiente. Sin embargo, cuando se inyecta vapor y se permite un periodo de remojo térmico de unos 15 días, el calor transferido al yacimiento reduce la viscosidad del crudo de 100 cp a 3 cp en la vecindad del pozo, lo que facilita su desplazamiento hacia los pozos productores y, por ende, mejora la producción. Aquí, es debido recalcar que la ventaja de utilizar un simulador comercial es que se hace un balance energético local, es decir, por celda y se puede observar tanto la transferencia de calor, como la dinámica de los fluidos siendo desplazados, lo que es sumamente importante para cuantificar la producción por este método de EOR.

Aunque la inyección de agua puede parecer una opción más económica desde el punto de vista operativo, los resultados dejan claro que, para este tipo de crudo, no es suficiente. En cambio, el uso de vapor, aunque más costoso, ofrece una recuperación mucho mayor y, por lo tanto, es la alternativa más rentable como se vio en el análisis económico que se reporta en **Capítulo 3.4.1**.

5.2.3 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos

Una vez comprobado que la estrategia de inyección de vapor resultó efectiva en términos de recuperación, se consideró pertinente analizar si la disposición de los pozos inyectoros utilizada en el modelo era realmente la más adecuada, partiendo de que el modelo se encuentra idealizado, es decir, bajo supuestos de permeabilidad homogénea en todas las capas y conectividad uniforme entre ellas.

Con base en lo anterior, se propuso modificar la ubicación de los pozos inyectoros dentro del mismo modelo, con el propósito de identificar una distribución que permitiera un mejor aprovechamiento del barrido térmico y, en consecuencia, una mayor recuperación de crudo. Para ello, se diseñaron tres configuraciones de prueba utilizando pozos colocados en posiciones intermedias del modelo: la primera consistió en dos pozos alineados sobre el eje X en la parte central; la segunda también

con dos pozos, pero alineados sobre el eje Y; y la tercera incluyó cuatro pozos distribuidos simétricamente en ambos ejes, cubriendo la zona media del modelo. El objetivo de estas configuraciones fue comparar el desempeño en términos de producción acumulada y eficiencia del barrido térmico, con el fin de determinar si la disposición de cuatro pozos ofrece ventajas significativas frente a un esquema de solo dos, tomando en cuenta la relación entre los costos operativos y el volumen de hidrocarburos recuperados.

Las coordenadas utilizadas para cada uno de los pozos considerados en estas configuraciones se resumen en la Tabla 5.3. Es importante señalar que, para realizar esta evaluación de manera más precisa, se hizo un ajuste previo al modelo. El tamaño original de los bloques era de 41.25 pies en los ejes X y Y, lo cual generaba algunas limitaciones al momento de representar con detalle los efectos térmicos dentro del sistema. Por esta razón, se optó por reducir el tamaño de bloque a 5 pies en ambos ejes, resultando en una mejor resolución espacial, mayor detalle en la visualización del desplazamiento del fluido y una representación más fiel del comportamiento térmico durante las simulaciones.

Ejes	X	Y	Z
Inyectores			
• <i>Samaria-X1</i>	70	107	5,7,13
• <i>Samaria-X2</i>	150	107	5,7,13
• <i>Samaria-Y1</i>	130	94	5,7,13
• <i>Samaria-Y2</i>	130	128	5,7,13

Tabla 5.3 Ubicación de los pozos propuestos en los Ejes X y Y

5.2.3.1 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en el eje X

La **Figura 5.23** muestra la visualización tridimensional del modelo en CMG, en la cual se representan los pozos Samaria-X1 y Samaria-X2. Esta vista permite identificar de forma clara la ubicación y trayectoria de cada pozo dentro del sistema.

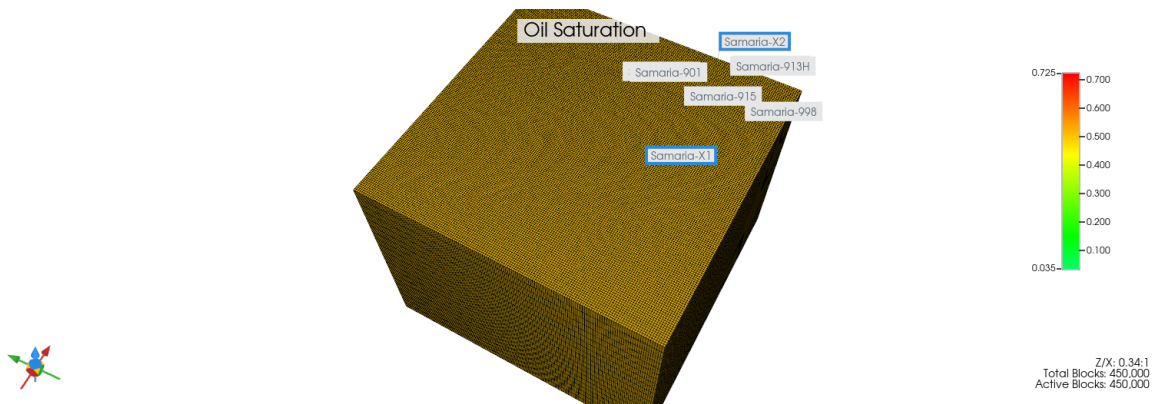


Figura 5.23 Modelo 3D con pozos Samaria-X1 y Samaria-X2

5.2.3.2 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en el eje X

La **Figura 5.24** presenta la vista del modelo generado en CMG donde se muestran los pozos Samaria-Y1 y Samaria-Y2. En esta representación se puede observar la distribución de ambos

pozos dentro del sistema, alineados sobre el eje Y.

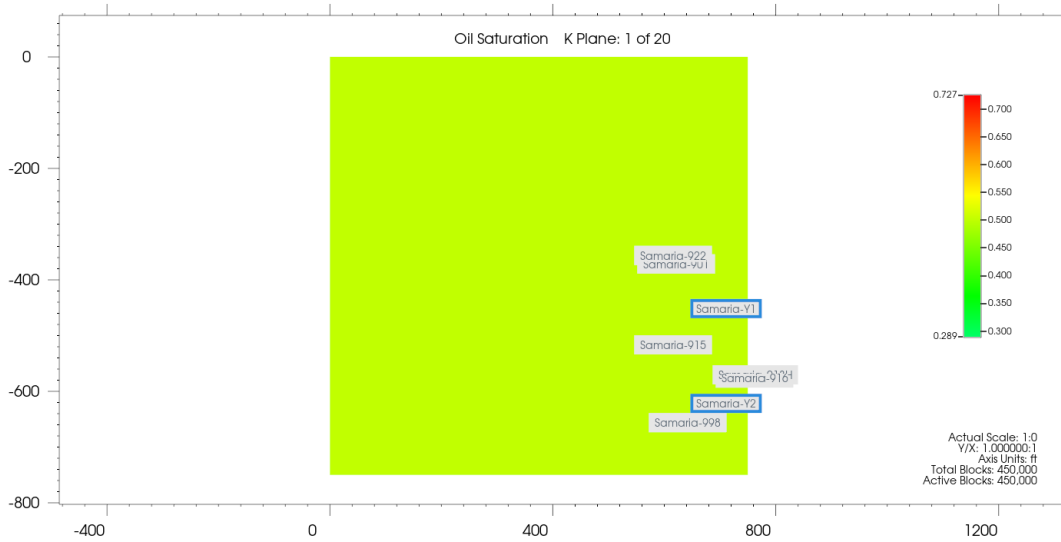


Figura 5.24 Vista del modelo con pozos Samamria-Y1 y Samaraia-Y2

5.2.3.3 Resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en el eje X y eje Y

En la **Figura 5.25** se muestra la representación de los pozos Samaria-X1, Samaria-X2, Samaria-Y1 y Samaria-Y2 en modelo de CMG

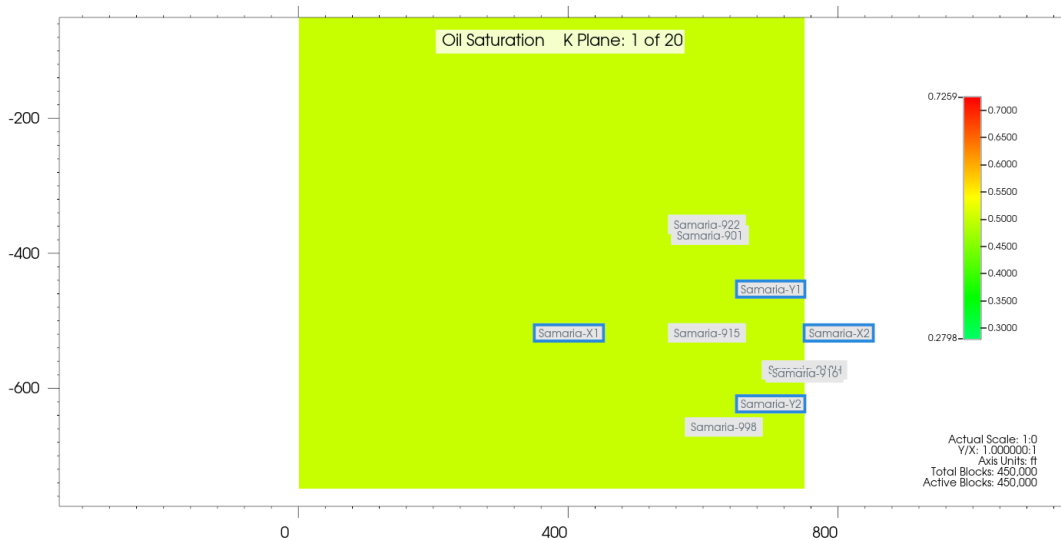


Figura 5.25 Vista del modelo con pozos Samamria-X1, Samamria-X2, Samamria-Y1 y Samaraia-Y2

5.2.3.4 Comparación de los resultados de la inyección de vapor en pozos propuestos en los ejes X y Y

Tras concluir las simulaciones correspondientes a las tres configuraciones de inyección planteadas, se llevó a cabo un análisis comparativo de la producción de aceite para los pozos Samaria-901 (**Figura 9.26**) y Samaria 916 (**Figura 9.27**). Esta comparación tuvo como finalidad determinar cuál de los esquemas evaluados presenta un mayor potencial de recuperación y si existen diferencias significativas entre ellos que justifiquen una recomendación operativa.

La **Figura 5.26** muestra la evolución de la producción de aceite en el pozo Samaria-901 bajo las distintas configuraciones de pozos inyectores. De acuerdo con los resultados obtenidos, se aprecia que la configuración con los pozos alineados sobre el eje Y genera un pico de producción más elevado en este pozo en particular, lo cual indica una mayor eficiencia en el desplazamiento del hidrocarburo. Este comportamiento puede estar asociado a un contacto más directo y uniforme del frente de vapor con la zona productora, lo que favorece la reducción de la viscosidad del crudo y permite una movilización más efectiva hacia el pozo productor. Además, la alineación en el eje Y parece inducir un patrón de flujo más estable en comparación con la disposición sobre el eje X, lo cual reduce la posibilidad de zonas de sombra o de crudo no expuesto al efecto térmico.

Otro aspecto importante es que el incremento observado en la productividad bajo esta configuración no solo refleja una mayor eficiencia en el uso del vapor, sino también una mejor relación entre energía inyectada y volumen de crudo desplazado, lo que se traduce en un proceso más favorable desde el punto de vista energético. En contraste, las otras configuraciones, aunque presentan un comportamiento positivo, tienden a mostrar una respuesta más moderada, ya sea por una menor cobertura térmica en el caso de los pozos alineados en el eje X o por la dispersión del efecto calorífico en el caso de la disposición con cuatro pozos. En consecuencia, los resultados del Samaria-901 sugieren que la configuración sobre el eje Y podría representar un esquema de mayor potencial para optimizar la recuperación de crudo en sectores con características similares, siempre considerando el balance entre costos operativos y eficiencia del barrido térmico.

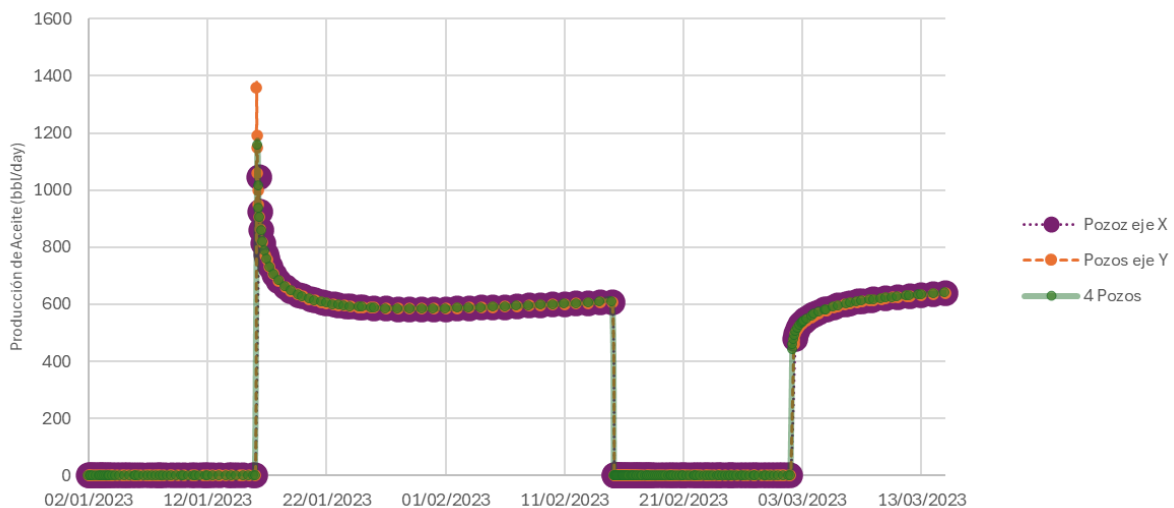


Figura 5.26 Comparación de la producción de aceite de Samaria-901

De forma complementaria, se llevó a cabo la comparación del comportamiento productivo del pozo Samaria-916, el cual se encuentra en una ubicación más cercana a los pozos inyectores Samaria-X2 y Samaria-Y2. En la **Figura 5.27** se presenta la evolución de su producción de aceite bajo las diferentes configuraciones propuestas.

Al analizar los resultados, se observa nuevamente que la disposición de los pozos inyectores a lo largo del eje Y proporciona un mejor desempeño en términos de volumen producido. Esta mejora puede atribuirse a una mayor eficiencia en el barrido térmico en esa zona específica del modelo, derivada de una mejor orientación del frente de vapor en relación con la geometría del yacimiento.

Por lo tanto, este resultado refuerza la conclusión de que la configuración sobre el eje Y no solo beneficia a los pozos más alejados, como Samaria-901, sino también a aquellos ubicados en posiciones más centrales dentro del patrón de inyección.

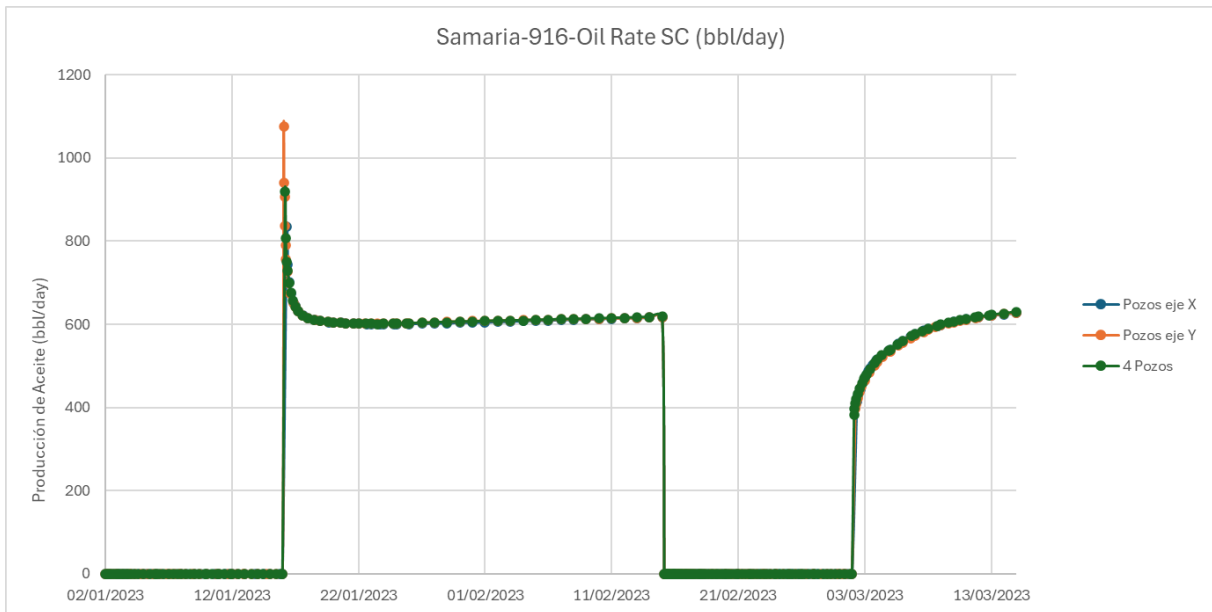


Figura 5.27 Comparación de la producción de aceite de Samaria-916

Para tener una visión completa del desempeño de cada configuración planteada, se realizó una comparación general considerando la producción total de los seis pozos productores incluidos en el modelo. Este enfoque permite evaluar el impacto conjunto de cada estrategia de inyección sobre el comportamiento del yacimiento, y no solo desde el punto de vista de un pozo en particular.

La **Figura 5.28** muestra esta comparación, donde se grafican las curvas de producción de aceite acumulada para cada uno de los escenarios. A diferencia de lo que se observó en los análisis individuales de los pozos Samaria-901 y Samaria-916, donde las diferencias entre configuraciones eran más claras y evidentes, en este caso las variaciones entre curvas no son tan marcadas a simple vista.

Esto no significa que el desempeño de todas las configuraciones sea igual, sino que las diferencias son más sutiles a nivel global y requieren un análisis numérico complementario para determinar cuál de las estrategias proporciona mejores resultados en términos de producción total. Para facilitar una mejor interpretación de los resultados, se complementó la información con la **Tabla 5.4**, donde se reportan los valores máximos de producción de aceite alcanzados en cada configuración. En ésta se aprecia que la configuración con los pozos inyectora alineados sobre el eje Y genera una producción superior en 17.373 barriles diarios en comparación con la configuración del eje X, y una diferencia aún más notable de 45.321 barriles diarios respecto al esquema con cuatro pozos. Asimismo, se nota en la gráfica que, a partir del segundo ciclo de inyección, esta configuración mantiene una ventaja sostenida sobre las demás, lo cual sugiere una mayor eficiencia en el barrido del crudo a lo largo del tiempo.

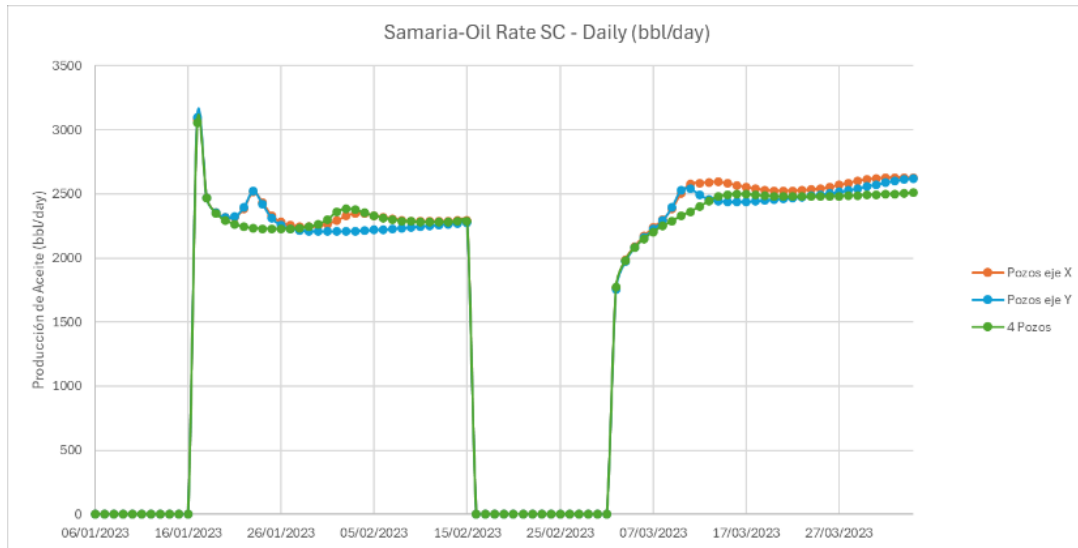


Figura 5.28 Comparación de la producción de aceite del campo de Samaria

Configuración	Producción de Aceite [bl/d]
Eje X	3080.291748
Eje Y	3097.66528
4 pozos	3052.34375

Tabla 5.4 Comparación de la producción de Aceite del campo de Samaria con los pozos propuestos

A partir del análisis realizado, se observa que la configuración de pozos inyectoras dispuesta sobre el eje Y ofrece un mejor desempeño productivo frente a las otras configuraciones evaluadas. Este hallazgo es relevante, ya que demuestra que no es necesario recurrir a una estrategia con cuatro pozos inyectoras para obtener buenos resultados. Con tan solo dos pozos bien posicionados en el eje Y, se logró una mayor recuperación de hidrocarburos en los seis pozos productores, lo que sugiere una alternativa más eficiente tanto en términos operativos como económicos.

Si bien los resultados globales favorecen claramente esta configuración, es importante resaltar que, debido a la magnitud relativamente pequeña de la diferencia, se recomienda complementar el análisis con una revisión individual de cada pozo productor para confirmar que el comportamiento observado se mantiene pozo a pozo.

Por otro lado, también se realizó una comparación con la configuración original de pozos inyectoras definida en el modelo inicial. Tal como se muestra en la **Figura 5.29**, al reducir la distancia entre los pozos inyectoras y los productores se observó un incremento en la producción acumulada del campo, pasando de 869,380.94 barriles a 882,341.19 barriles en el periodo de un año. Este resultado confirma que la proximidad entre pozos inyectoras y productores puede jugar un papel determinante en el rendimiento global del yacimiento.

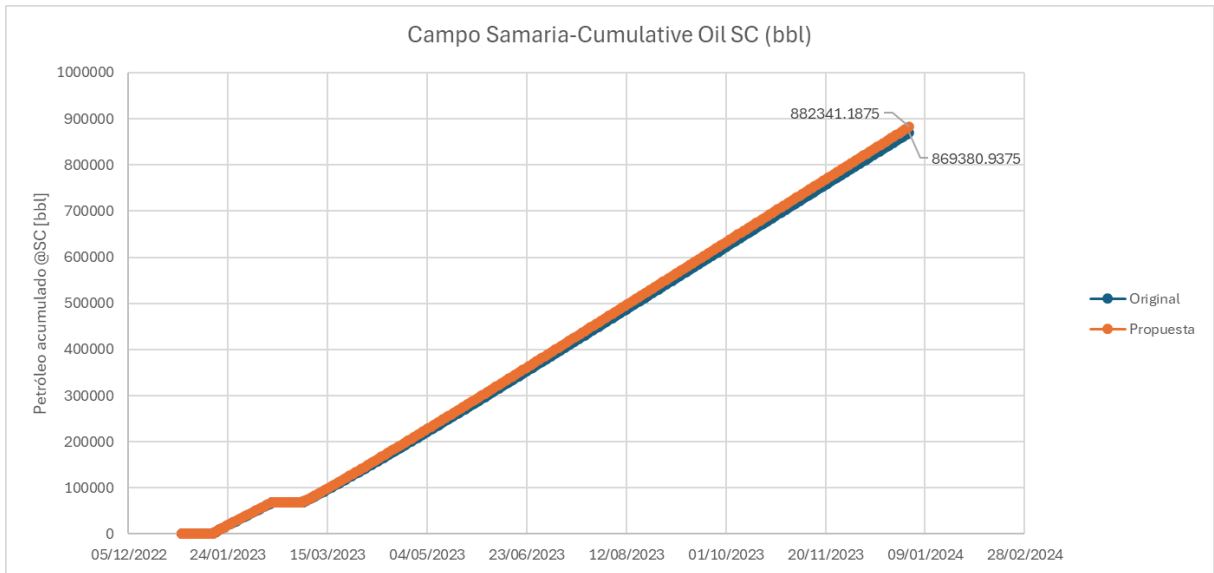


Figura 5.29 Comparación de la producción acumulada de aceite del campo de Samaria

CONCLUSIONES

La implementación del proceso de inyección de vapor en el Campo Samaria Neógeno ha demostrado ser técnicamente viable para la producción de aceites extrapesados. A través del modelado numérico, junto con la prueba piloto reportada y simulada, se observó un incremento significativo en la producción, especialmente en los pozos verticales, alcanzando hasta cinco veces la producción obtenida en condiciones de producción en frío.

Desde el punto de vista económico, los resultados obtenidos en la prueba piloto reflejan una relación favorable entre la inversión y el retorno. Con una inversión de 73 millones de USD, se generaron ingresos por 181 millones de USD en un periodo de dos años y medio, lo que demuestra el potencial económico del proceso, siempre y cuando se optimicen los recursos y se seleccionen las estrategias operativas más adecuadas.

La construcción y calibración del modelo en CMG STARS, empleando información detallada sobre el yacimiento, propiedades petrofísicas, permitió una réplica precisa de las condiciones del campo. La comparación entre la producción simulada y la real mostró una coherencia tanto en los valores como en las tendencias, validando el enfoque metodológico adoptado, a pesar de la información operativa limitada disponible.

Se evaluaron diversas configuraciones de ciclos térmicos, y los resultados indican que la aplicación de dos ciclos de inyección de vapor produce una mejora considerable en comparación con un solo ciclo, mientras que la adición de un tercer ciclo ofrece beneficios marginales. Esto resalta la importancia de realizar un análisis económico-operativo detallado antes de incrementar el número de ciclos, dada la presencia de rendimientos decrecientes.

El análisis comparativo entre distintas configuraciones de pozos inyectoros (eje X, eje Y y cuatro pozos) reveló que la disposición sobre el eje Y es la más eficiente. Esta estrategia permitió alcanzar una mayor producción acumulada con solo dos pozos inyectoros, reduciendo los costos operativos y optimizando el diseño del patrón de inyección sin sacrificar la productividad.

A pesar de las simplificaciones necesarias para la simulación, como la suposición de que todos los pozos son verticales, el modelo mostró una capacidad adecuada para representar el comportamiento real del yacimiento. Esto refuerza su utilidad como herramienta de predicción y diseño para proyectos futuros de recuperación térmica en campos con características geológicas similares.

Los resultados obtenidos sugieren que el proceso de inyección de vapor tiene el potencial de ser escalable para la recuperación de reservas en otros campos mexicanos con aceites extrapesados. Sin embargo, es crucial adaptar cada modelo a las condiciones geológicas específicas de cada campo, teniendo en cuenta factores como la geometría de los pozos, los sistemas de producción artificial, la calidad del vapor y la distribución térmica.

Trabajo a futuro

- Plantear y diseñar pruebas piloto en campos análogos.
- Llevar a cabo un estudio económico a profundidad del trabajo planteado.
- Construir una herramienta computacional que nos ayude a cuantificar por medio de balances energéticos globales la recuperación tomando en cuenta: entalpías, conductividades térmicas, viscosidades, entre otras propiedades.

BIBLIOGRAFÍA

- Abdalla, A., & Coats, K. H. (1971, 3-6 de octubre). A Three-Phase, Experimental and Numerical Simulation Study of the Steam Flood Process [SPE 3600-MS].
- Arteaga Cardona, M. I. (2013, agosto). Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. *Ingeniería Petrolera*, 53(8), 503.
- Arteaga Cardona, M., Aguilar Rodríguez, A., & Altamirano Rayón, J. B. (s.f.). Prueba Piloto de Inyección Alternada de Vapor. Campo Samaria Neógeno - México [Presentación]. PEMEX.
- Ayousef, A. M., Jensen, J. L., & Lake, L. W. (2009). Integrated Interpretation of Interwell Connectivity Using Injection and Production Fluctuations. *Mathematical Geosciences*, 41(1), 81–102.
- Aziz, K., & Gontijo, J. E. (1984, 16-19 de septiembre). A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs [SPE-13037-MS]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Estados Unidos.
- Aziz, K., Ramesh, A. B., & Woo, P. T. (1987, diciembre). Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators. *Journal of Petroleum Technology*, 39(12), 1576–1584.
- Boberg, T. C., & Lantz, R. B. (1966). Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. *Journal of Petroleum Technology*, 18(12), 1613–1623.
- Bodvarsson, G. (1972). Thermal Problems in the Siting of ReInjection Wells. *Geothermics*, 1, 63–66.
- Butler, R. M., McNab, G. S., & Lo, H. Y. (1981). Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 59(4), 455–460.
- Caudle, B. H., & Silberberg, I. H. (1963). Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection. *Journal of Petroleum Technology*, 15(9), 920–924.
- Chierici, G. L. (1994). Principles of petroleum reservoir engineering (Vol. 2). Springer-Verlag.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). Dictamen técnico de la modificación del plan de desarrollo para la extracción: Campo Samaria. México: CNH.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021, junio). Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos: Asignación A-0296-M-Campo Samaria. PEMEX Exploración y Producción.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (n.d.). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR (p. 95).

- Curtis, J. B., Smalley, K. W., & Bowman, R. D. (2002). Heavy Oil. *Oilfield Review*, 14(3), 32–43.
- Dudfield, P., & Woods, A. W. (2012). On the periodic injection of fluid into, and its extraction from, a porous medium for seasonal heat storage. *Journal of Fluid Mechanics*, 707, 467–481.
- Fernandez, B., & Ehlig-Economides, C. (2001, 26-29 de marzo). Multilateral Wells for Steam Injection and Production in Thick Heavy Oil Reservoirs [SPE 68783-MS]. SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, Estados Unidos.
- Fitzgerald, S. D., & Woods, A. W. (1993, 26-28 de enero). The Injection of Water Into and Extraction of Vapour From Bounded Geothermal Reservoirs. En *PROCEEDINGS, Eighteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering (SGP-TR-145)*. Stanford University.
- Fitzgerald, S. D., & Woods, A. W. (1994). The Instability of a Vaporization Front in Hot Porous Rock. *Nature*, 367(6462), 450.
- Fitzgerald, S. D., & Woods, A. W. (1995). The boiling stability of a vaporization front in hot porous rock. *Journal of Fluid Mechanics*, 287, 303–321.
- Flores Trujillo, C. O., & Ramírez Ramírez, C. (2016). *Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio de la UNAM.
- González, J. A., & Martínez, L. F. (2018). Influencia de la temperatura en la viscosidad de crudos pesados. *Boletín de Ingeniería Petrolera*, 24(3), 15–24.
- Gotawala, D. R., & Gates, I. D. (2010). On the Impact of Permeability Heterogeneity on SAGD Steam Chamber Growth. *Natural Resources Research*, 19(2), 151–164.
- Gottfried, B. S. (1965). A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems. *SPE Journal*, 5(3), 196–210.
- Gray, D., Anderson, P. F., & Gunderson, J. A. (2006). Prediction of Shale Plugs between Wells in Heavy Oil Sands using Seismic Attributes. *Natural Resources Research*, 15(2), 103–109.
- IEOM Society. (2018). *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*.
- Jones, J. (1981). A Gravity Override Model of Steam Drive. *Journal of Petroleum Technology*, 33(9), 1586–1590.
- Jones, S. C. (Ed.). (1977). *Heavy oil recovery (SPE Reprint Series No. 13)*. Society of Petroleum Engineers.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced oil recovery*. Prentice Hall.
- Lake, L. W., & Carroll, H. B., Jr. (Eds.). (1992). *Reservoir characterization*. Academic Press.
- Lake, L., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. (2014). *Fundamentals of enhanced oil recovery*. Society of Petroleum Engineers.

Marx, J. W., & Langenheim, R. H. (1959). Reservoir heating by hot fluid injection. Society of Petroleum Engineers.

McLennan, J. A., Ren, W., Leuangthong, O., & Deutsch, C. V. (2005). Optimization of well positions for SAGD — Paper 206 (Report 7). Centre For Computational Geostatistics.

Mozafari, S., Nikookar, M., Ehsani, M. R., Sahranavard, L., Roayaie, E., & Mohammadi, A. H. (2013). Numerical modeling of steam injection in heavy oil reservoirs. *Fuel*, 112, 185–192.

Myhill, N.A., & Stegemeier, G.L. (1978). Simplified Heat Calculations for Steamfloods. *Journal of Petroleum Technology*, 30(1), 173-182.

Neuman, C. H. (1975, 3-4 de abril). Mathematical Model of the Steam Drive Process. Applications [SPE-4757]. SPE-AIME 45th Annual California Regional Meeting, Ventura, California, Estados Unidos.

Op. Cit., Carcoana, 1992.

PEMEX Exploración y Producción. (2012, 19 de abril). Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna.

Pruess, K., Celati, R., Calore, C., & Cappetti, G. (1987, enero). On Fluid and Heat Flow in Deep Zones of Vapor-Dominated Geothermal Reservoirs. Twelfth Workshop Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, CA, Estados Unidos.

Saffman, P. G., & Taylor, G. I. (1958). The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences*, 245(1242), 312–329.

Strand, S., & Austad, T. (2009). The Effect of Temperature on the Interaction Between Seawater and Carbonate Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*, 23(10), 5035–5042.

Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 63.

Thomas, S. (2013). EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring. ResearchGate.

Van Lookeren, J. (1977, 9-12 de octubre). Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs [SPE 6788]. 52nd Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Denver, Colorado, Estados Unidos.

Vogel, J. V. (1982). Simplified Heat Calculations for Steamfloods. *Journal of Petroleum Technology*, 34(10), 2269–2276.

Williams, B. T., Valleroy, V. V., Runberg, G. W., Cornelius, A. J., & Powers, L. W. (1961). An Engineering Study of the Steam Drive Process in the San Joaquin Valley. *Journal of Petroleum Technology*, 13(12), 1195–1200.

Woods, A. W. (1999). LIQUID AND VAPOR FLOW IN SUPERHEATED ROCK. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 31, 171–193.

Woods, A. W., & Fitzgerald, S. D. (1997). The Vaporization of a Liquid Front Moving Through a Hot Porous Rock. Part 2. Slow Injection. *Journal of Fluid Mechanics*, 343, 303–316.

You, N., Yoon, S., Lee, W., Lee, H. Y., & Park, S. Y. (2010). Experimental study on steam-assisted gravity drainage in a vertical column for heavy-oil recovery. *Journal of Energy Resources Technology*, 132(4).