

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO SAGD EN UN MODELO CONCEPTUAL DE YACIMIENTOS UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO EXPERIMENTAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. García P. Egle I
Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO SAGD EN UN MODELO CONCEPTUAL DE YACIMIENTOS UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO EXPERIMENTAL

TUTOR ACADÉMICO: MS José R. Villa

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Alejandro Primera

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. García P. Egle I
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo 2007

Egle I, García P.

OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO SAGD EN UN MODELO CONCEPTUAL DE YACIMIENTOS UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO EXPERIMENTAL

Tutor Académico: MS José R. Villa.

Tutor Industrial: Ing. Alejandro. Primera.

Trabajo Especial de Grado.

Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Petróleo. Año 2007, 114 p.

Palabras Claves: Proceso SAGD, Diseño Experimental, Sensibilidad, Optimización de procesos, Simulación numérica de Yacimientos.

Resumen: Más del 90 % de las reservas mundiales de petróleo pesado y extra pesado están depositadas en Canadá y Venezuela. Para desarrollar estos complejos yacimientos se requiere del uso de tecnologías sofisticadas. Una variedad de tecnologías han sido aplicadas satisfactoriamente en este tipo de yacimientos, tales como procesos inyección de vapor, estimulación cíclica con vapor, procesos de combustión, entre otras.

El proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD por sus siglas en Inglés) ha surgido como una tecnología efectiva y de gran potencial económico para el recobro de petróleo pesado y extra pesado. En general, este proceso utiliza dos pozos horizontales, uno por encima del otro separados por una distancia vertical. El pozo superior es usado para inyectar vapor a la formación, calentando el crudo y permitiéndole fluir hacia el pozo inferior bajo la acción de la gravedad.

El éxito de la implementación del proceso SAGD depende de dos factores principales: los parámetros del yacimiento y las condiciones operacionales. Por esta razón, es de gran importancia encontrar las condiciones operacionales apropiadas (que pueden ser controladas) para la optimización del proceso bajo condiciones de yacimiento específicas.

En este estudio, varios parámetros fueron discriminados, utilizando la técnica de diseño experimental, para definir aquellos que tenían mayor influencia en el proceso SAGD, y esos parámetros fueron modelados usando la Metodología de Superficie de Respuesta, la cual puede ser utilizada para realizar predicciones y optimizaciones del proceso. De esta forma, en el presente estudio se desarrolla una metodología de optimización novedosa del proceso SAGD.

Dedicatoria

A **Dios**, por haberme guiado siempre por el buen camino y nunca haberme abandonado.

A mis **padres**, por haber sido siempre un ejemplo a seguir y un apoyo incondicional.

A mis **hermanos**, por haberme apoyado siempre.

A **mí**, por lograr esta gran meta en mi vida.

Agradecimientos

A mis **padres**, por apoyarme a lo largo de toda la carrera y en especial en esta etapa final tan difícil. Los quiero muchísimo!

A mis **hermanos**. A **Denise**, por ser mi mejor amiga y mi apoyo incondicional. A **Eduardo**, por el ánimo que siempre me distes. A **Daniel**, siempre fuiste y eres un ejemplo para mí.

A **Roberto**, por todos los momentos que compartimos y el apoyo que siempre me distes, siempre serás muy especial para mí.

A **Yenny**, por todas esas horas de estudio y por ser la mejor de las amigas.

A **Angel**, por ser el mejor de los compañeros en la tesis y por acompañarme tanto en los momentos buenos como en los malos, eres una persona muy especial!

A **José Reinaldo**, por haberme guiado en el desarrollo de este proyecto y brindarme todo el apoyo necesario.

A **Alejandro**, por haber confiado en mí y darme siempre todo su apoyo. Gracias por darme la oportunidad de formar parte de Schlumberger.

A todos mis **compañeros** de Schlumberger, en cada uno de ustedes encontré un apoyo siempre que lo necesité. A **Edgar**, **José** y **Jorge** por soportarme en la oficina, los quiero! A **Franco** por estar siempre para mí, te quiero mucho! A **Mariella** y a **Carlita**, por ayudarme siempre que necesité de ustedes. A **Inty** por todo el apoyo

y todos los chocolates! A **Giova** por todos esos consejos que me distes, que siempre llegaban en el momento preciso.

A todos los **profesores de la ilustre Universidad Central de Venezuela**, por brindarme todos sus conocimientos y enseñarme a luchar por lo que quiero.

Índice General

Dedicatoria	v
Agradecimientos	vi
Índice General	viii
Índice de Tablas	xi
Índice de Figuras	xii
1. Introducción	1
1.1. Justificación	2
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo General	3
1.2.2. Objetivos Específicos	3
1.3. Alcance	4
1.4. Limitaciones	4
1.5. Estructura del reporte	4
2. Fundamento Teórico	6
2.1. Tecnologías usadas en la extracción de petróleo pesado y extra pesado	6
2.1.1. Producción Primaria	7
2.1.2. Inyección de Vapor	7
2.1.3. Estimulación Cíclica con Vapor (CSS)	8
2.1.4. Combustión en Sitio	9
2.1.5. Extracción con Vapor (VAPEX)	10
2.2. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)	12

2.2.1.	Antecedentes	12
2.2.2.	Generalidades	12
2.2.3.	Estrategias de inicialización	15
2.2.4.	Conceptos para mejorar el rendimiento del proceso SAGD . .	16
2.3.	Geoestadística	19
2.3.1.	Simulación Estocástica [1]	20
2.4.	Diseño Experimental	24
2.4.1.	Diseños lineales	26
2.4.2.	Diseños cuadráticos	29
2.5.	Simulación de Yacimientos	32
2.5.1.	Fundamentos	32
2.5.2.	Simulación de Procesos Térmicos [2]	35
3.	Metodología	46
3.1.	Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información	47
3.2.	Construcción del Modelo de Simulación	47
3.2.1.	Propiedades del Yacimiento	47
3.2.2.	Condiciones Operacionales del proceso SAGD	55
3.2.3.	Construcción de los Pozos Multi-Segmentados	56
3.2.4.	Escalamiento de la Malla	58
3.3.	Estudio de Sensibilidad	59
3.4.	Construcción de la Superficie de Respuesta para la optimización . . .	61
3.5.	Herramientas Utilizadas	64
3.5.1.	PETREL®	64
3.5.2.	COUGAR®	65
3.5.3.	ECLIPSE 300- Opción Térmica	67
3.5.4.	Modelo de Pozo Multi-Segmentado [2]	70
3.5.5.	Opción de Paralelo del Simulador ECLIPSE®	75
3.6.	Modelo Térmico de Simulación	76
3.6.1.	Propiedades de la roca	76
3.6.2.	Curvas de Permeabilidad Relativa	77
3.6.3.	Propiedades de los Fluidos	77
3.6.4.	Pérdidas de calor	81

3.6.5. Inyección de agua, vapor y gas	82
4. Resultados	84
4.1. Modelo de Simulación	84
4.2. Estudio de Sensibilidad	87
4.3. Estudio de Optimización	91
5. Análisis de Resultados	99
5.1. Estudio de Sensibilidad	99
5.1.1. Parámetros de Yacimiento	100
5.1.2. Parámetros Operacionales	103
5.1.3. Interacción de parámetros	104
5.2. Estudio de Optimización	105
6. Conclusiones	109
7. Recomendaciones	111
Bibliografía	112

Índice de Tablas

3.1. Valores de Porosidad	48
3.2. Viscosidad del crudo en función de la temperatura	53
3.3. Características térmicas de la tubería y el revestidor	56
3.4. Rango de los parámetros en el estudio de sensibilidad	60
4.1. Simulaciones del estudio de sensibilidad	87
4.2. Coeficientes del modelo de superficie de respuesta lineal	89
4.3. Simulaciones de la superficie de respuesta para la optimización	91
4.4. Coeficientes del modelo de superficie de respuesta cuadrático	93
5.1. Contribución de los parámetros a la variabilidad del petróleo produci- do en diez años	100

Índice de Figuras

2.1. Método de inyección de vapor [3]	8
2.2. Método de Estimulación Cíclica con Vapor [3]	9
2.3. Método THAI. Modificado de [3]	10
2.4. Proceso VAPEX (vista transversal) [3]	11
2.5. Localización de la Prueba Piloto SAGD en Venezuela. Modificado de [4] .	13
2.6. Proceso SAGD	14
2.7. Ilustración del concepto de Recirculación de Vapor	15
2.8. Ilustración del concepto de Inyección de Vapor	16
2.9. Transformación del espacio real al espacio normal. Modificado de [5] .	22
2.10. Simulación Secuencial Gaussiana [6]	23
2.11. Diseño Factorial 2^n para tres factores X1,X2,X3	27
2.12. Diseño Factorial Fraccional 2^{n-1} para tres factores X1,X2,X3	29
2.13. Generación de un Diseño Central Compuesto para dos factores	30
2.14. Diseño Box-Behnken para tres factores	31
3.1. Flujo de Trabajo	46
3.2. Gráfico Pareto	62
3.3. Gráfico Cruzado	63
3.4. Gráfico de Error	63
3.5. Pozo Multilateral segmentado. Modificado de [7]	71
4.1. Tiempo de Cómputo	85
4.2. Producción de Petróleo Acumulada	85
4.3. Producción de Agua Acumulada	86
4.4. Modelo de simulación	86
4.5. Influencia de los parámetros sobre el petróleo producido acumulado .	90

4.6. Gráfico Cruzado del Modelo Cuadrático	95
4.7. Gráfico de Error del Modelo Cuadrático	95
4.8. Gráfico Cruzado del Modelo Cuadrático (sim. de confirmación)	96
4.9. Gráfico de Error del Modelo Cuadrático (sim. de confirmación)	96
4.10. Petróleo producido acumulado a los diez años	98

Capítulo 1

Introducción

En la actualidad, la cantidad de descubrimientos de acumulaciones convencionales de petróleo se está haciendo cada vez menor. Esto ha conllevado a un incremento de los costos de producción e inversiones asociadas a los planes de explotación, debido a la necesidad de incrementar la producción en yacimientos altamente complejos, heterogéneos y en avanzado estado de agotamiento. Por esta razón, las acumulaciones de crudos pesados y extra pesados han adquirido bastante importancia en las últimas décadas, ya que las compañías productoras de petróleo han tenido que acudir a la explotación de estos yacimientos para completar la producción que se demanda mundialmente.

Venezuela tiene un alto potencial en la explotación de crudos pesados y extra pesados debido a las inmensas reservas que posee, ya que más del 90 % de las reservas mundiales de estos crudos se encuentran depositadas en Canadá y Venezuela [3].

Debido a que estas acumulaciones requieren el uso de estrategias especiales de explotación, para incrementar y optimizar las tasas, de modo de hacerlas económicamente rentables, no han cesado las investigaciones de nuevas tecnologías que permitan la extracción de los fluidos de estos yacimientos.

Entre las tecnologías emergentes para la explotación de crudos pesados se encuentra el proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD por sus siglas en Inglés: *Steam Assisted Gravity Drainage*), el cual posee un gran potencial económico.

En forma general, el proceso SAGD envuelve la perforación de dos pozos horizontales paralelos, uno por encima del otro, en donde el pozo superior es usado para inyectar vapor y el pozo inferior es usado como productor.

El rendimiento del proceso SAGD se ve altamente afectado por parámetros del yacimiento (espesor, permeabilidad, entre otros) y por parámetros operacionales (espaciamiento vertical de los pozos, presión de inyección, periodo de precalentamiento, entre otros) [8]. Por esta razón, este proceso no resulta económicamente rentable en cualquier yacimiento de crudos pesados o bajo cualesquiera condiciones de operación.

A pesar de que este proceso se ve altamente influenciado por parámetros como los nombrados anteriormente, en la actualidad su aplicabilidad a un determinado yacimiento, así como los parámetros operacionales usados, son determinados generalmente por criterios generados de las experiencias adquiridas de las operaciones en yacimientos similares que han sido drenados por este método.

De este modo, si se pretende lograr un rendimiento satisfactorio del proceso SAGD en un determinado yacimiento, es necesario realizar a priori un proceso de selección de los parámetros operacionales óptimos para dicho yacimiento. Debido a esto, se plantea la necesidad de desarrollar una metodología eficiente que permita determinar los factores de mayor influencia en el proceso y, a su vez, proporcione una forma de optimizar ciertos parámetros, con el fin de conseguir la exitosa implementación del proceso SAGD en un yacimiento con determinadas características.

1.1. Justificación

El trabajo a realizar resulta de fundamental importancia en el campo de la Ingeniería de Yacimientos, específicamente en el campo de la recuperación térmica, ya que implicará un aporte teórico al tema de los parámetros que afectan en mayor medida al proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD).

Adicionalmente, este estudio proporcionará una metodología de optimización eficiente del proceso SAGD, con el fin de alertar acerca de proyectos que no generen ganancias considerables o, en el peor de los casos, generen pérdidas, teniendo en cuenta que estos proyectos involucren inversiones bastante altas.

Además, este trabajo constituye un aporte en la conformación de una base de información que será de utilidad para otros proyectos en el área, así como para investigaciones que involucren esta temática.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Optimizar el proceso SAGD en un modelo conceptual de yacimiento utilizando técnicas de diseño experimental.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Identificar los parámetros operacionales y de yacimiento que tienen mayor impacto en el rendimiento del proceso SAGD.
- Construir una matriz de experimentos para establecer los parámetros a ser definidos en corridas de simulación numérica y cuantificar su impacto sobre el rendimiento del proceso SAGD.
- Obtener una superficie de respuesta que ajuste los resultados de las corridas de diseño experimental.

- Utilizar la superficie de respuesta como un *proxy* para optimizar los parámetros de mayor influencia sobre el proceso SAGD.

1.3. Alcance

El alcance de este proyecto es la determinación de los parámetros de mayor influencia en el proceso SAGD, tomando en cuenta parámetros operacionales a nivel de yacimiento y algunas propiedades estático-dinámicas del mismo, así como la implementación de una metodología de optimización eficiente del proceso.

1.4. Limitaciones

Las limitaciones de este estudio son:

- No se realizó ninguna conexión subsuelo-superficie, por lo que los parámetros operacionales son considerados a nivel de yacimiento
- La superficie de respuesta obtenida para realizar la optimización, sólo puede ser utilizada en el caso de que las propiedades del yacimiento en estudio estén en los rangos de las propiedades utilizadas para la construcción de la misma
- No se consideran las complejidades estructurales de los yacimientos reales

1.5. Estructura del reporte

El presente trabajo está dividido en siete capítulos, a saber: el presente capítulo que envuelve las características generales del proyecto, el capítulo 2 en donde se establecen los fundamentos teóricos necesarios, el capítulo 3 que sintetiza la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto, el capítulo 4 en el que se presentan los resultados obtenidos, el capítulo 5 en donde se realiza el análisis de

los resultados, el capítulo 6 en el que se establecen las conclusiones y, por último, el capítulo 7 en donde se realizan una serie de recomendaciones.

Capítulo 2

Fundamento Teórico

2.1. Tecnologías usadas en la extracción de petróleo pesado y extra pesado

Más del 90 % de las reservas mundiales de petróleo pesado y extra pesado están depositadas en Canadá y Venezuela: los dos depósitos de petróleo más grandes del mundo son la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela y la Cuenca Oeste de Canadá. En combinación, estos dos depósitos representan más de 3600 billones de barriles de petróleo en sitio y, dependiendo de los desarrollos tecnológicos y la economía asociada, los estimados de volumen recuperables están entre 900 y 1200 billones de barriles. Esta es una suma sustancial, en comparación con las reservas mundiales actuales de petróleo convencional, estimadas en 952 billones de barriles [9]. Todo esto pone en evidencia el gran potencial económico de los yacimientos de crudos pesados y extra pesados.

Se ha recurrido a la utilización de tecnologías sofisticadas para desarrollar de forma económica estos complejos y variables yacimientos. Entre estas tecnologías se encuentran la inyección de agua caliente, la inyección de vapor, la Estimulación Cíclica con Vapor (CSS por sus siglas en Inglés, *Cyclic Steam Stimulation*), y los procesos de combustión. Más recientemente, los avances hechos en materia de perforación direccional, han facilitado el desarrollo de nuevas tecnologías tales como la de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD por sus siglas en Inglés,

Steam Assisted Gravity Drainage) y la Extracción con Vapor (VAPEX por sus siglas en Inglés, *Vapor Extraction*), que han mejorado significativamente el contacto pozo-yacimiento, las eficiencias de barrido y las tasas de producción de petróleo, reduciendo a su vez los costos de producción.

2.1.1. Producción Primaria

A pesar de que la viscosidad del petróleo es bastante alta, es posible la producción primaria en frío en los yacimientos de crudos pesados. Esta producción se logra gracias al mecanismo de empuje por salida de gas en solución.

Las operaciones de producción primaria en este tipo de yacimientos generalmente están asociadas a altas producciones de arena, por lo que históricamente se realizaron numerosos esfuerzos para evitar la producción de arena, hasta que se desarrollaron las bombas de cavidad progresiva que permitieron la producción de arena y crudo simultáneamente.

Las tasas de crudo en este tipo de yacimientos bajo producción primaria generalmente son bajas y declinan rápidamente, por lo que es necesario acudir a otros mecanismos de producción.

2.1.2. Inyección de Vapor

Este proceso involucra la utilización de dos pozos verticales, con inyección de vapor desde el pozo inyector para llevar el petróleo hacia el pozo productor, similar a un proceso de inyección de agua, tal como se muestra en la Figura 2.1. Usualmente, este proceso conlleva a buenos recobros del petróleo original en sitio.

La inyección de vapor, como método de recobro en sitio, ha sido usada por años para recuperar petróleo pesado de los campos de Venezuela, California (E.U.A.) y en algunos campos canadienses. Este método ha tenido un éxito limitado en las arenas

petrolíferas de Canadá debido a la movilidad inicial relativamente baja del crudo en esta zona [3].

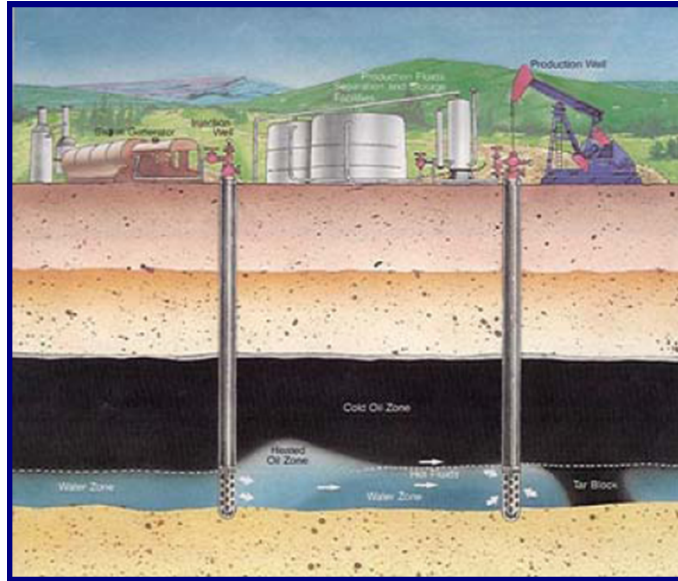


Figura 2.1: Método de inyección de vapor [3]

2.1.3. Estimulación Cíclica con Vapor (CSS)

En este proceso, vapor a altas temperaturas es inyectado a alta presión en las arenas petrolíferas. La presión dilata o fractura la formación y el calor disminuye la viscosidad del petróleo. El petróleo calentado es bombeado a la superficie, desde el mismo pozo inyector, después de un período de tiempo, para permitir al vapor inyectado propagarse y calentar mayor cantidad de petróleo (ver Figura 2.2). Este proceso es repetido en ciclos.

La Estimulación Cíclica con Vapor fue descubierta accidentalmente en 1959 en un campo del occidente de Venezuela, y permite utilizar tanto pozos horizontales como verticales, dependiendo del espesor de la arena. Generalmente este proceso conlleva a un recobro de 15 a 20 % del petróleo original en sitio.

Una variante de la Estimulación Cíclica con Vapor, es la adición de líquido al vapor para mejorar el recobro. Este proceso denominado LASER (por sus siglas en Inglés, *Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery*) involucra la inyección de un hidrocarburo líquido (C5+) como aditivo del vapor, lo que permite alcanzar mejores relaciones petróleo- vapor y mejores recobros.

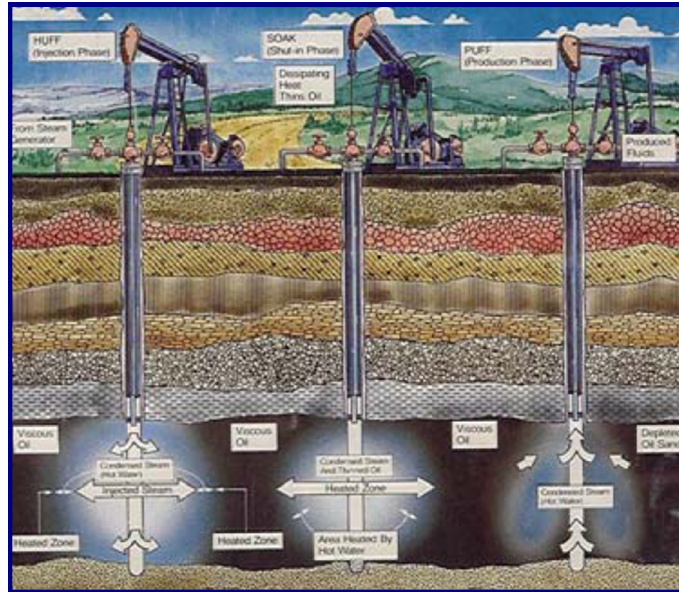


Figura 2.2: Método de Estimulación Cíclica con Vapor [3]

2.1.4. Combustión en Sitio

La Combustión en Sitio involucra la inyección de aire y la creación de un frente de combustión (oxidación) o una zona dentro del yacimiento que empuja los fluidos (incluyendo los gases del aire inyectado y producto de la combustión) fuera de la zona.

En el concepto original de la Combustión en Sitio, la configuración de los pozos es similar a la utilizada en la inyección convencional de agua, que utiliza dos pozos verticales, con una zona de combustión moviéndose con el tiempo del pozo inyector al productor.

Una variante de la Combustión en Sitio es el proceso THAI (por sus siglas en Inglés, *Toe-to-Heel-Air-Inyection*). Este proceso utiliza un pozo horizontal productor y un pozo vertical inyector de aire, tal como se muestra en la Figura 2.3. Cuando el aire es inyectado a través del pozo vertical, se crea el frente de combustión en el cual se quema petróleo del yacimiento para generar calor. El calor reduce la viscosidad del petróleo, permitiéndole fluir por gravedad hacia el pozo horizontal productor. El frente de combustión realiza un barrido desde el extremo hasta el talón del pozo, recuperando más petróleo que cualquier otro proceso de inyección de aire conocido (estimado en 80 %).

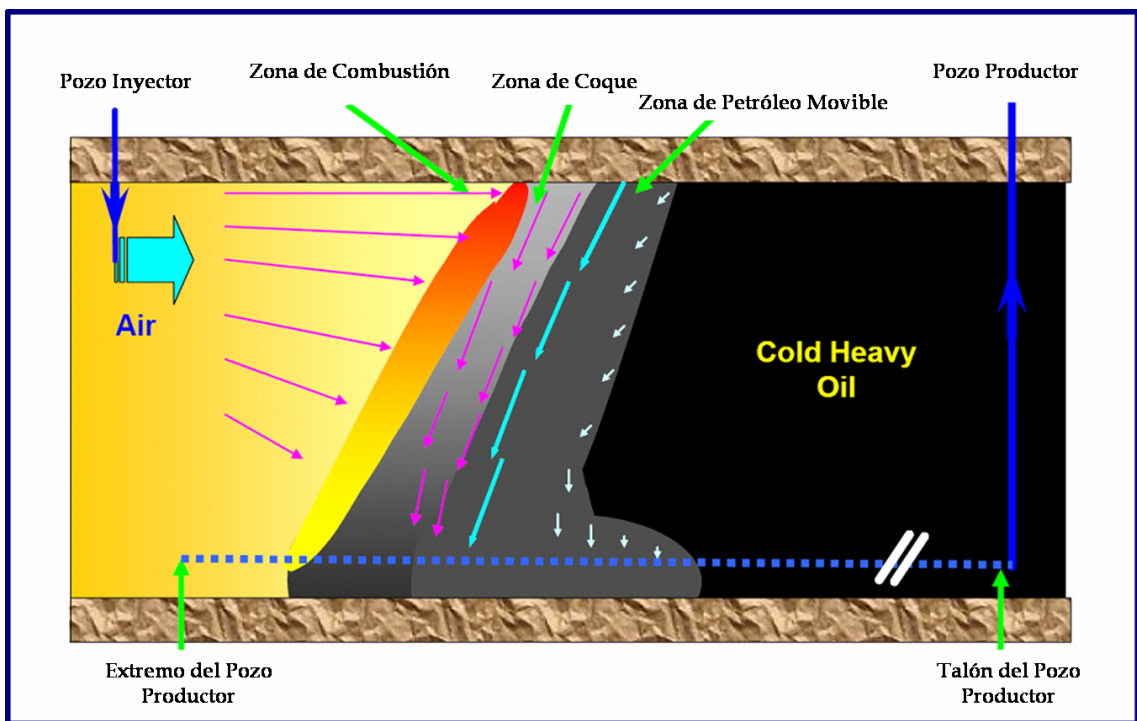


Figura 2.3: Método THAI. Modificado de [3]

2.1.5. Extracción con Vapor (VAPEX)

En este proceso se utilizan dos pozos horizontales, colocados uno por encima del otro a cierta distancia vertical, en donde el pozo superior funciona como inyector y el pozo inferior funciona como productor.

La Extracción con Vapor es un proceso no térmico, en donde un solvente hidrocarburo vaporizado o una mezcla de solventes hidrocarburos son inyectados al yacimiento. El solvente se difunde en el petróleo y reduce su viscosidad, permitiendo fluir al petróleo hacia el pozo inferior productor (ver Figura 2.4).

Este proceso tiene la ventaja de que el solvente puede causar una mejora parcial del petróleo a través de la eliminación de los componentes asfálticos. Sin embargo, si se compara con el proceso SAGD, la tasa de producción de petróleo es muy baja.

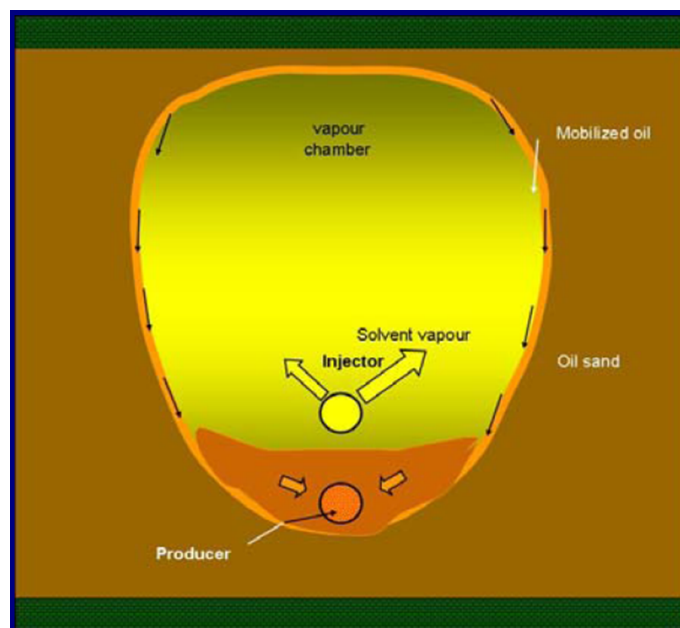


Figura 2.4: Proceso VAPEX (vista transversal) [3]

2.2. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)

2.2.1. Antecedentes

Para datar el uso del proceso SAGD en la producción de crudos pesados hay que referirse a Canadá. El primer par de pozos SAGD fue perforado en 1987 en el *Underground Test Facility (UTF)* en Fort McMurray, Alberta. Este proyecto fue la primera demostración de campo exitosa del proceso, y suministró información operacional importante necesaria para su aplicación comercial.

PDVSA, comenzó la primera prueba piloto SAGD en Latinoamérica en Junio de 1997 [4]. La prueba fue llevada a cabo en el campo Tía Juana en el Occidente de Venezuela (ver Figura 2.5), donde los fluidos de yacimiento son bastante viscosos (generalmente 20000 *cp* a condiciones de yacimiento). La profundidad del yacimiento es aproximadamente 1000 *pies*, con una porosidad de 38 % y una permeabilidad de 1 a 2 *d*. Este campo históricamente mostró recobros bajos, del orden de 10 %, bajo Estimulación Cíclica con Vapor (CSS). La producción promedio resultante, durante el primer año de operación en SAGD, fue de 700 *B/d*, resultando en un recobro de 60 % aproximadamente luego de cuatro años de operaciones, lo que muestra el gran potencial del proceso para la explotación de yacimientos de crudos pesados y extra pesados en Venezuela.

2.2.2. Generalidades

El proceso SAGD, para la obtención de crudos pesados y extra pesados, es una técnica que logra un alto recobro del petróleo original en sitio (POES), lo que lo hace muy atractivo desde el punto de vista económico.

El proceso utiliza dos pozos horizontales superpuestos (ver Figura 2.6), espaciados una distancia vertical. Comienza con una etapa de precalentamiento, que

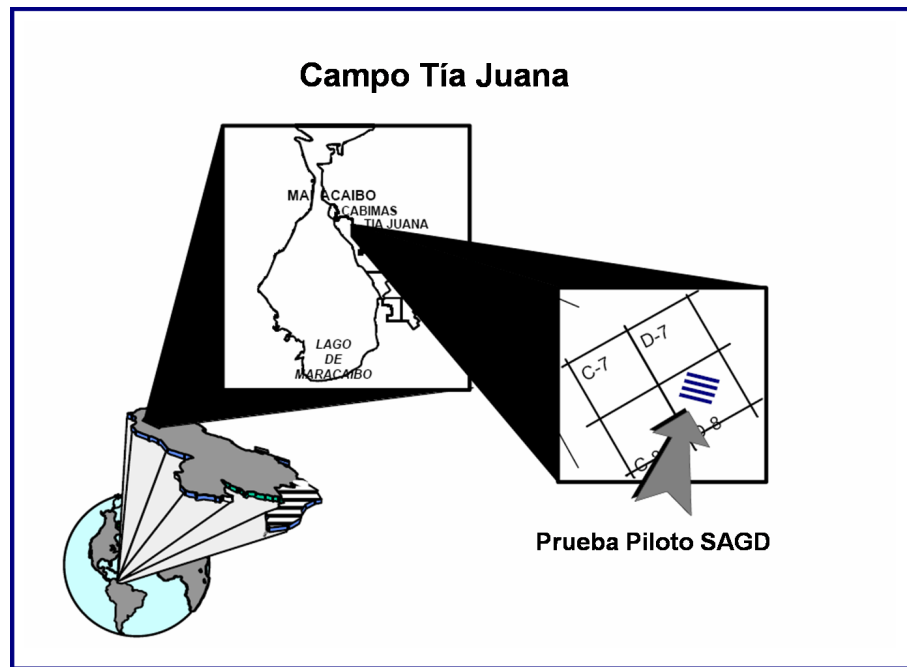


Figura 2.5: Localización de la Prueba Piloto SAGD en Venezuela. Modificado de [4]

generalmente consiste en la recirculación de vapor conjuntamente en el pozo superior e inferior, acción que permite iniciar la conducción de calor en la zona entre los pozos. Una vez culminado el precalentamiento, el pozo horizontal superior es usado para inyectar vapor, con el fin de formar una cámara de vapor alrededor del mismo, y el pozo inferior es usado para recolectar los líquidos producidos (agua de formación, agua condensada y petróleo). El vapor es inyectado constantemente a la cámara de vapor, y este se condensa en las fronteras de la misma, calentando de esta forma al petróleo y haciéndolo fluir hacia pozo productor.

El calentamiento del petróleo por medio del vapor ocasiona una reducción en su viscosidad cinemática, facilitándose de esta forma que el crudo fluya hacia el pozo productor, es decir, el movimiento del petróleo hacia el pozo productor es causado por la fuerza de la gravedad y la geometría de la zona saturada de vapor (cámara de vapor), de forma tal que el crudo se desplaza casi paralelo a la interfase formada por la frontera de la cámara de vapor, que incrementa sus dimensiones de manera continua. De esta forma, el petróleo y los condensados que se depositan en la parte más baja de la cámara de vapor, son removidos continuamente a través del pozo

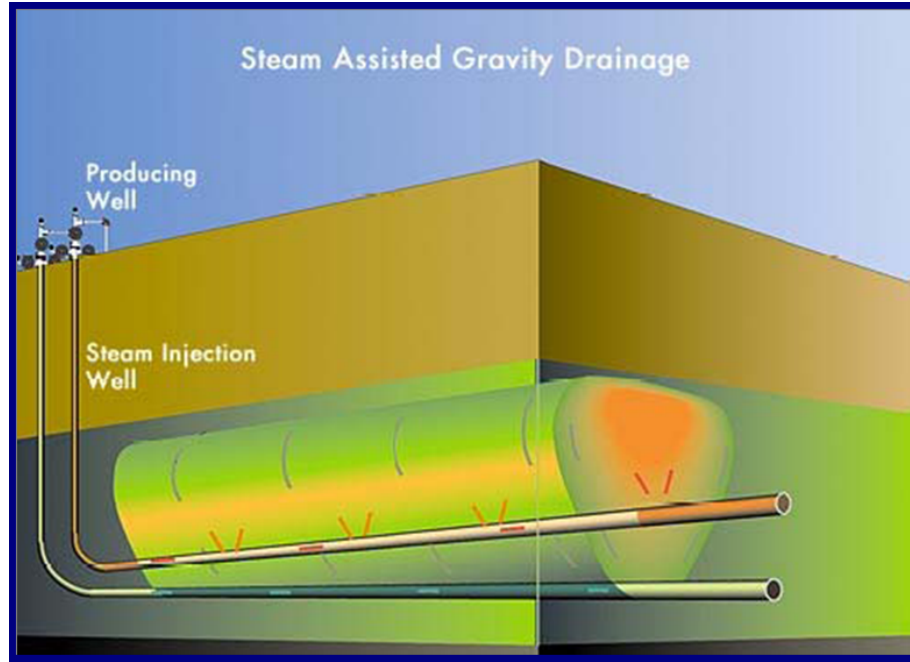


Figura 2.6: Proceso SAGD

productor.

Este es un proceso de drenaje gravitacional y por ello depende principalmente de la diferencia de densidad entre el vapor y la fase líquida así como de la permeabilidad vertical efectiva del yacimiento.

Se han propuesto una serie de modelos matemáticos para ajustar la dinámica del proceso SAGD. Butler [10], uno de los pioneros en el estudio del proceso, trabajó en el desarrollo de modelos teóricos y, entre sus resultados, se encuentra una correlación empírica para determinar la máxima tasa de petróleo del proceso SAGD. Esta correlación es dada por la siguiente ecuación:

$$q = 2\sqrt{\frac{1,5 \cdot \Phi \cdot \Delta S_o \cdot K \cdot g \cdot \alpha \cdot H}{m \cdot v_s}} \quad (2.1)$$

donde:

Φ : es la porosidad (fracción).

ΔS_o : es la variación de la saturación de petróleo (adimensional).

K : es la permeabilidad (m^2).

g : es la aceleración debida a la gravedad (m/s^2).

α : es la difusividad térmica del yacimiento (m^2/s).

H : es el espesor del yacimiento (m).

m : es el parámetro de viscosidad del petróleo (adimensional).

v_s : es la viscosidad cinemática del petróleo (m^2/s).

2.2.3. Estrategias de inicialización

Existen varias formas de llevar a cabo el período de arranque en el proceso SAGD. A continuación se presenta una breve reseña de las dos formas más utilizadas en la industria.

Recirculación de Vapor

En yacimientos en donde la inyectividad inicial es muy baja, como aquellos que contienen crudos de alta viscosidad, se utiliza la recirculación de vapor para dar movilidad al crudo que se encuentra en la zona entre los dos pozos. En ambos pozos horizontales el vapor es inyectado a través de la tubería y retorna por el anular a la superficie (ver Figura 2.7). Esta es la estrategia de inicialización más común en el proceso SAGD.

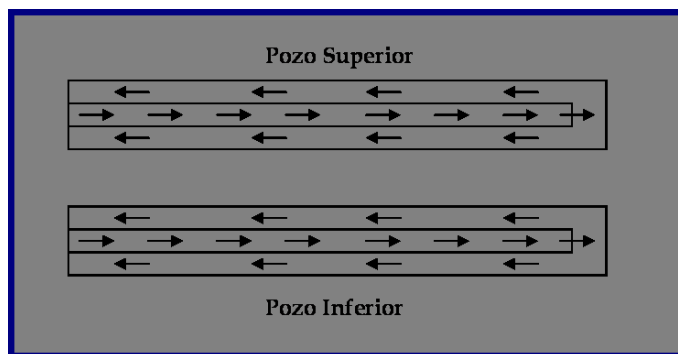


Figura 2.7: Ilustración del concepto de Recirculación de Vapor

Inyección de Vapor

Esta técnica es usada cuando es posible la inyección inicial de vapor, como por ejemplo en yacimientos que tienen crudos con cierta movilidad inicial. El vapor es inyectado a través del pozo superior y se obtiene la producción en el pozo inferior cuando se establece la comunicación entre los dos pozos (ver Figura 2.8).

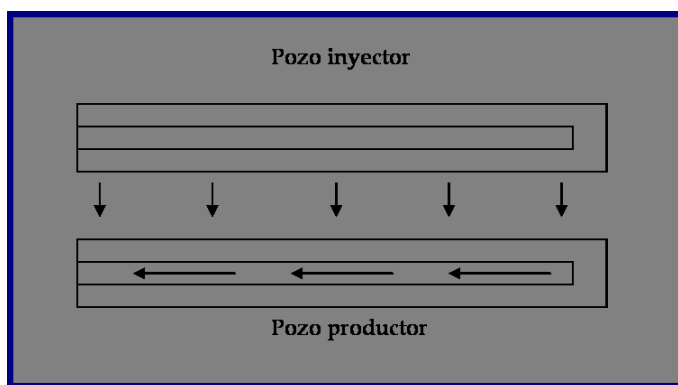


Figura 2.8: Ilustración del concepto de Inyección de Vapor

2.2.4. Conceptos para mejorar el rendimiento del proceso SAGD

Tecnología Solvente Expansivo- SAGD (ES-SAGD)

Se ha progresado en el desarrollo de procesos combinados de inyección de vapor y solventes, combinando los beneficios del vapor y los solventes en el recobro de petróleo pesado y extra pesado. Un nuevo proceso llamado ES- SAGD (por sus siglas en Inglés, *Expanding Solvent- SAGD*) ha sido probado exitosamente y ha resultado en mejores tasas de petróleo y relaciones petróleo- vapor, así como menores requerimientos energéticos y de agua, en comparación con el proceso SAGD convencional.

En el proceso, un aditivo hidrocarburo a baja concentración es inyectado con el vapor en un proceso dominado por la gravedad, similar al proceso SAGD. El aditivo hidrocarburo es seleccionado de forma tal que se evapore y condense a las mismas

condiciones que la fase agua. Seleccionando el solvente hidrocarburo de esta forma, el solvente condensará junto con el vapor en las fronteras de la cámara de vapor. De este modo, el solvente condensado en la interfase de la cámara de vapor diluye al petróleo, y en conjunto con el calor, reduce su viscosidad.

Inyección de nafta y vapor

Se han realizado experimentos [11] inyectando nafta en conjunto con el vapor y, se puede decir, que la presencia de nafta en el vapor tiene un impacto significativo en el mejoramiento de la tasa y del recobro final.

Adición de un pozo inyector vertical

Se han realizado experimentos [11] utilizando un pozo vertical en combinación con el par de pozos horizontales, en donde se ha observado que la cámara de vapor se desarrolla más rápidamente durante las etapas iniciales del proceso. En este caso se desarrollan dos cámaras de vapor: una vertical a lo largo del pozo inyector vertical, adicional a la cámara horizontal que se forma en el tope del pozo inyector horizontal. De esta forma, la presencia del pozo inyector vertical mejora el recobro de crudo, en comparación con el caso en que sólo sean utilizados el par de pozos horizontales. Esto refleja que es posible mejorar el rendimiento del proceso SAGD usando un pozo vertical nuevo o existente en combinación con un par de pozos horizontales.

Pozo productor de mayor sección horizontal

Se han realizado experimentos [11] en donde se utiliza un pozo horizontal productor más largo que el pozo horizontal inyector, y se ha observado que un pozo productor más largo facilita el drenaje de mayor cantidad de fluido y la expansión de la cámara de vapor, produciendo un aumento en el recobro final de crudo.

Un solo pozo horizontal

Se han realizado experimentos [11] para evaluar la viabilidad de usar un solo pozo horizontal para inyectar vapor y producir el fluido. El vapor es inyectado a la formación en el extremo del pozo horizontal a través de la tubería y la producción de los fluidos se obtiene en el talón del pozo a través del anular. En general, los resultados indican que en este tipo de práctica el recobro final es proporcional a la longitud de la sección horizontal del pozo.

2.3. Geoestadística

En el campo de las geociencias es común encontrar variables distribuidas espacialmente. Para realizar el estudio de estas variables se utilizan diferentes procedimientos geoestadísticos de estimación y/o simulación. Todo esto se realiza a partir de un conjunto de muestras tomadas en las localizaciones del dominio en que se manifiesta el fenómeno que se va a estudiar y considerando la representatividad de su realidad, la cual generalmente es desconocida. Estas técnicas permiten la descripción o la caracterización de las variables con dos objetivos diferentes: primero, proporcionar valores estimados en las localizaciones de interés, y segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión que los datos originales [12] [13].

El yacimiento es determinístico, y en la mayoría de los casos se cuenta con poca información del subsuelo, las propiedades son altamente variables (heterogéneas) entre los puntos de control y, al realizar interpolaciones suavizadas de estas propiedades, se puede generar una sobre-predicción de la eficiencia de barrido en los procesos de recuperación, predicción pesimista de canalización e irrupción temprana del fluido inyectado. Por todo esto, se deberían aplicar las técnicas geoestadísticas, ya que proveen métodos estocásticos que ofrecen diferentes realizaciones de la distribución de las propiedades del yacimiento, y con ellas se puede cuantificar la incertidumbre en modelos del yacimiento [14] [15].

Generalmente, las áreas más comunes de aplicación de las técnicas geoestadísticas son: modelaje de las heterogeneidades del yacimiento, predicción de recobro, determinación de la geometría del medio poroso, ajuste de historia de producción, predicción de petróleo en sitio y reservas, entre muchas otras.

De esta forma, el modelado de las propiedades dentro de un yacimiento se puede realizar a través de métodos determinísticos y estocásticos. Los algoritmos determinísticos siempre van a dar el mismo resultado ante los mismos datos de entrada. Por otra parte, los algoritmos estocásticos usan una semilla aleatoria además de los datos de entrada, generando resultados diferentes en corridas consecutivas con los

mismos datos de entrada .

Existen ventajas y desventajas para ambos métodos. Los algoritmos determinísticos convergen mucho más rápido y son mucho más transparentes, es decir, es fácil comprender la razón por la cual a una celda se le asignó un valor determinado. Sin embargo, su uso en modelos con pocos datos de entrada genera resultados demasiado suavizados, además no se puede determinar fácilmente la incertidumbre de los datos generados.

Los algoritmos estocásticos son más complejos y por esta razón su convergencia es más lenta, sin embargo, honran más aspectos de los datos de entrada, específicamente su variabilidad. Su desventaja principal, es que algunos aspectos del modelo pueden ser aleatorios, y por ello es importante realizar un análisis de incertidumbre apropiado, con diferentes realizaciones de la misma propiedad usando diferentes semillas aleatorias.

2.3.1. Simulación Estocástica [1]

La simulación estocástica, permite la generación de un número indefinido de realizaciones representativas de la realidad desconocida, las cuales deben: honrar los datos disponibles, reproducir la estadística de los datos, reproducir la continuidad espacial del atributo, y cada realización puede ser transferida a través de un proceso de simulación para cuantificar la incertidumbre de la respuesta.

Este procedimiento arroja como resultados que la superficie este condicionada a los datos, que tenga la misma estructura de varianza que los datos, que el promedio de varias simulaciones condicionales sea equivalente a la superficie de *kriging* de los datos (interpolación de los datos), y que la varianza de varias simulaciones condicionales sea equivalente a la varianza del *kriging*. Simulación estocástica no es más que el proceso de generar modelos alternativos, igualmente probables de alta resolución.

La simulación es considerada una simulación condicional, si las realizaciones honran los valores de los datos en sus localizaciones.

Simulación Secuencial Gaussiana [1]

La Simulación Secuencial Gaussiana, es una simulación estocástica basada en la transformación de los datos al espacio normal, para establecer un mallado y un sistema de coordenadas (Z relativo/espacio), en el cual se asignarán los datos a los nodos de la malla y así se determinará un camino aleatorio a través de éstos. Este camino se crea a partir de los datos más cercanos y los nodos de malla simulados (previamente), después se construye la distribución condicionada por *kriging* y se definen los valores simulados de distribuciones condicionales.

Este método es simple, flexible y razonablemente eficiente. Considera la idea de la generación del valor de un atributo en u , que este condicionado a los datos originales y a los valores previamente simulados cercanos a u . Fundamentalmente, reproduce la covarianza del *kriging*, y ésta no cambia con la adición de residual aleatorio independiente.

Algoritmo:

1. Transforma los datos originales Z a una distribución Gaussiana (ver Figura 2.9)
2. Se aplica *kriging* en una localización u . Calculando la estimación del *kriging* y la varianza del *kriging*

$$Y^*(u) = \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} Y(u_{\beta}) \quad (2.2)$$

$$\sigma_{sk}^2 = C(0) - \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta}) \quad (2.3)$$

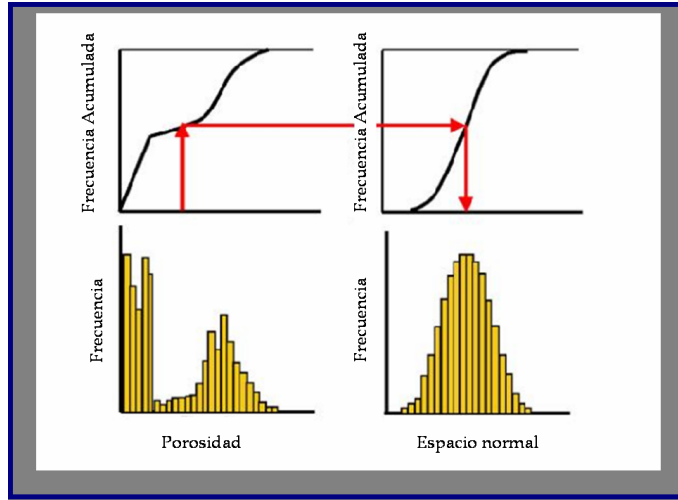


Figura 2.9: Transformación del espacio real al espacio normal. Modificado de [5]

3. Se genera un valor residual aleatorio, $R(u)$ (usando Monte-Carlo), a partir de una distribución normal con media cero y varianza $\sigma_{sk}^2(u)$
4. Se suma el estimado del *kriging* y el valor residual y se obtiene el valor simulado:

$$Y_s(u) = Y^*(u) + R(u) \quad (2.4)$$

5. Se agrega $Y_s(u)$ al conjunto de datos, para asegurar que la covarianza con este valor y todas las predicciones futuras sean correctas
6. Se recorren todas las localizaciones en orden aleatorio
7. Se transforman todos los datos y valores simulados al espacio original una vez que se hayan recorrido todas las localizaciones

8. Se genera cualquier número de realizaciones, repitiendo los pasos del 1 al 7 con diferentes semillas de números aleatorios

En la Figura 2.10 se muestran diferentes realizaciones de un modelo generadas utilizando simulación secuencial gaussiana.

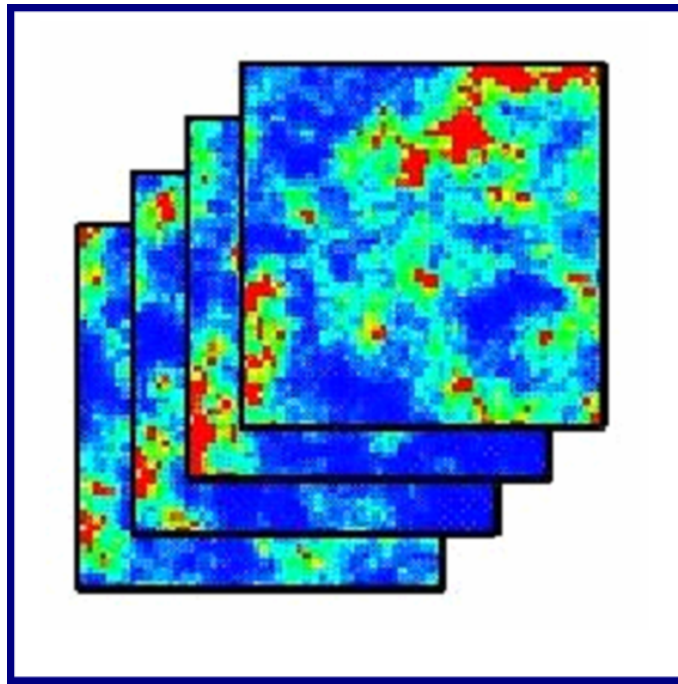


Figura 2.10: Simulación Secuencial Gaussiana [6]

2.4. Diseño Experimental

El objetivo principal de cualquier experimento es describir la respuesta obtenida ante los factores de tratamiento aplicados. La función primordial de la superficie de respuesta es justamente esa, permitir al investigador inspeccionar la respuesta, para cierta zona de los factores de interés y evaluar su sensibilidad a los factores de tratamiento. Del mismo modo, las superficies de respuesta se exploran para determinar la combinación de niveles de los factores que proporcionan una condición óptima.

El diseño de superficies de respuesta y la estrategia de análisis supone que la media de la variable de respuesta Y está en función de los niveles de los factores cuantitativos representados por las variables $X_1, X_2, \dots, X_k$ [16]. Los modelos polinomiales se usan como aproximaciones prácticas a la función de respuesta verdadera o real. En general, la función real se desconoce y las funciones polinomiales con frecuencia proporcionan buenas aproximaciones en zonas relativamente pequeñas de los niveles de los factores cuantitativos.

Los modelos polinomiales comúnmente empleados para el análisis de superficies de respuesta son el modelo lineal o de primer orden y, el modelo cuadrático o de segundo orden.

Para dos factores, los modelos de primer y segundo orden son, respectivamente:

$$Y = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 \quad (2.5)$$

$$Y = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 + a_{11}X_1^2 + a_{22}X_2^2 + a_{12}X_1X_2 \quad (2.6)$$

La selección de un modelo polinomial de primer o segundo orden depende del objetivo del estudio. En general, si el objetivo del estudio es determinar los parámetros o variables de mayor influencia dentro de un proceso, se utiliza un modelo lineal; por otra parte, si el objetivo del estudio es caracterizar la superficie de respuesta de

un proceso, se utilizan modelos cuadráticos.

De este modo, una vez que se ha definido el objetivo del estudio se establece el modelo fundamental, y la siguiente fase consiste en seleccionar los experimentos apropiados para ajustar el modelo a la función de respuesta.

Los experimentos seleccionados deben ser lo suficientemente numerosos para que todos los coeficientes del modelo puedan ser estimados y deben asegurar una buena calidad del modelo [17]. De hecho, la matriz de varianza-covarianza de los coeficientes del modelo puede ser escrita como:

$$Cov(b) = \sigma^2(X^T * X)^{-1} \quad (2.7)$$

donde:

b : es un vector de una variable aleatoria.

σ : es la desviación estándar.

X^T : es la transpuesta de la matriz X .

X : es una matriz ($n \times p$) (la cual depende del diseño experimental).

n, p : es el número de factores y número de experimentos, respectivamente.

$$\sigma = \sqrt{\frac{SS_E}{n - p}} \quad (2.8)$$

SS_E : es la sumatoria de los cuadrados del error

$$SS_E = \sum_{i=1}^n e_i^2 \quad (2.9)$$

Como se puede observar, depende claramente del modelo de regresión, a través de σ , así como del diseño de experimentos, a través de la matriz X . Los experimentos deben ser diseñados para minimizar la varianza de los coeficientes, para que el

modelo tenga una buena calidad de predicción sobre el dominio.

Así pues, la selección de los experimentos es el propósito del diseño experimental. El diseño experimental proporciona varias clases de diseños dependiendo del objetivo del estudio. En general existen dos grandes familias de diseños: los diseños lineales y los diseños cuadráticos.

A continuación, se presentan algunos diseños básicos que permiten la estimación eficaz de las ecuaciones de superficie de respuesta.

2.4.1. Diseños lineales

Los diseños lineales son aquellos cuyos factores tienen solo dos niveles, que corresponden a los mínimos y máximos valores de las variables naturales. Estos niveles se codifican como -1 y $+1$, respectivamente. Estos diseños de factores, cada uno a nivel bajo (-1) o alto ($+1$), se pueden usar para detectar los factores importantes en un proceso con un mínimo de unidades experimentales; es posible detectar las tendencias principales con factores de dos niveles para identificar los factores potencialmente importantes. En consecuencia, estos diseños se usan con frecuencia en las primeras etapas de experimentación para detectar los factores que son candidatos potenciales para una investigación más detallada.

Los diseños lineales pueden ser usados para ajustar modelos de primer orden.

Diseños Plackett-Burman

Este tipo de diseño se utiliza para determinar los parámetros influyentes. Su principal ventaja es el bajo costo que ofrece. Se debe tener en cuenta que estos diseños solo pueden manejar modelos simples, tomando en cuenta el efecto de los parámetros principales, pero no sus interacciones.

Diseños Factoriales 2^n

Este tipo de diseños comprenden todos los posibles experimentos obtenidos por la combinación de los niveles de los factores (ver Figura 2.11). Pueden ser usados para ajustar modelos completos de primer orden (modelos que comprenden todas las posibles interacciones). Sin embargo, los diseños *full factorial* de dos niveles se vuelven muy costosos rápidamente: para ocho factores quedarían $2^8=256$ experimentos.

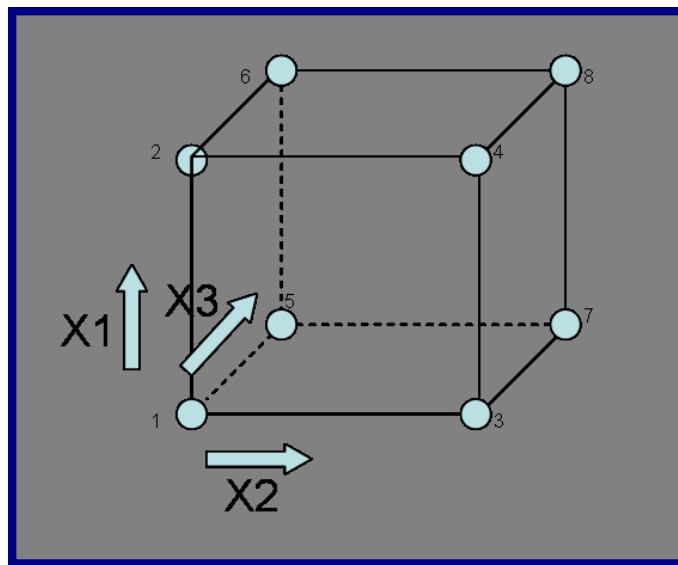


Figura 2.11: Diseño Factorial 2^n para tres factores X1,X2,X3

Diseños Factoriales Fraccionados

Como se vio anteriormente, los diseños factoriales completos se vuelven muy costosos rápidamente. Sin embargo, generalmente se asume que las interacciones de tres o más factores son despreciables, y como consecuencia la mayoría de los experimentos no son usados.

Por ejemplo, para el diseño de ocho factores en dos niveles serían 256 experimentos. Con 255 grados de libertad en el diseño, solo 8 son usados para estimar los términos lineales y 28 para estimar las interacciones de dos factores. Los 219 grados de libertad restantes están asociados con las interacciones de tres o más factores que

se asumen despreciables.

De este modo, la mayoría de los grados de libertad no son usados, y la información acerca de los términos lineales y las interacciones de dos factores puede ser obtenida a partir de una fracción del diseño *full factorial* (ver Figura 2.12).

La principal ventaja de estos diseños, comparados con los diseños Plackett-Burman, es la posibilidad de manejar modelos más completos, tomando en cuenta los efectos de los parámetros principales y algunas de sus interacciones.

Los diseños factoriales fraccionados pueden tener diferentes resoluciones: para el diseño de ocho factores en dos niveles (256 experimentos) pueden seleccionarse las fracciones de 128, 64, 32 y 16 experimentos. Uno de los criterios para escoger entre ellas es la resolución, que indica el nivel de confusión entre los términos lineales y las interacciones.

- Resolución V: diseño en el que ningún efecto principal ni interacción de dos factores se confunde con otro efecto principal o interacción de dos factores, pero estas últimas se confunden con las interacciones de tres factores
- Resolución IV: diseño en el que ningún efecto principal se confunde con otro efecto principal o con una interacción de dos factores, pero éstas se confunden entre sí
- Resolución III: diseño en el que ningún efecto principal se confunde con otro efecto principal, pero los efectos principales se confunden con interacciones de dos factores y éstas con otras interacciones de dos factores

De esta forma, a mayor resolución mejor es el diseño pero los costos son más altos.

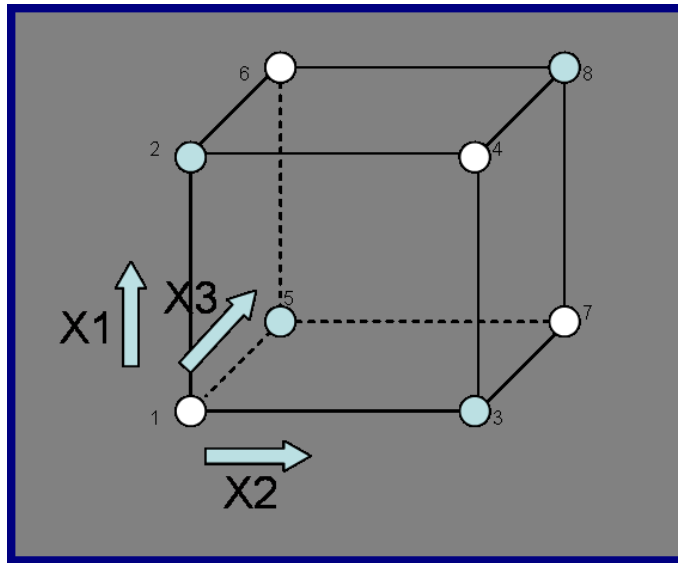


Figura 2.12: Diseño Factorial Fraccional 2^{n-1} para tres factores X1,X2,X3

2.4.2. Diseños cuadráticos

Los diseños de factores en dos niveles no pueden ajustar a modelos de segundo orden, ya que para estimar los términos cuadráticos se requiere de al menos tres niveles de los factores correspondientes.

Diseños Factoriales 3^n

Estos diseños requieren de tres niveles de cada factor y se pueden usar para estimar las ecuaciones polinomiales cuadráticas, pero el número de combinaciones que requieren los hacen poco prácticos, ya que un diseño para dos factores requiere de 9 experimentos, uno para tres factores requiere 27 experimentos, y uno con cuatro factores requiere 81.

Diseños Centrales Compuestos

Estos diseños están compuestos de varias partes (ver Figura 2.13):

- Parte factorial 2^n : para estimar los términos principales y las interacciones
- Puntos axiales o estrella: para estimar los efectos cuadráticos se hacen $2n$ combinaciones adicionales de puntos ubicados en las coordenadas $(\pm\alpha, 0, 0, \dots, 0)$, $(0, \pm\alpha, 0, \dots, 0)$, ..., $(0, 0, 0, \dots, \pm\alpha)$
- Punto central: de coordenadas $(0, 0, \dots, 0)$

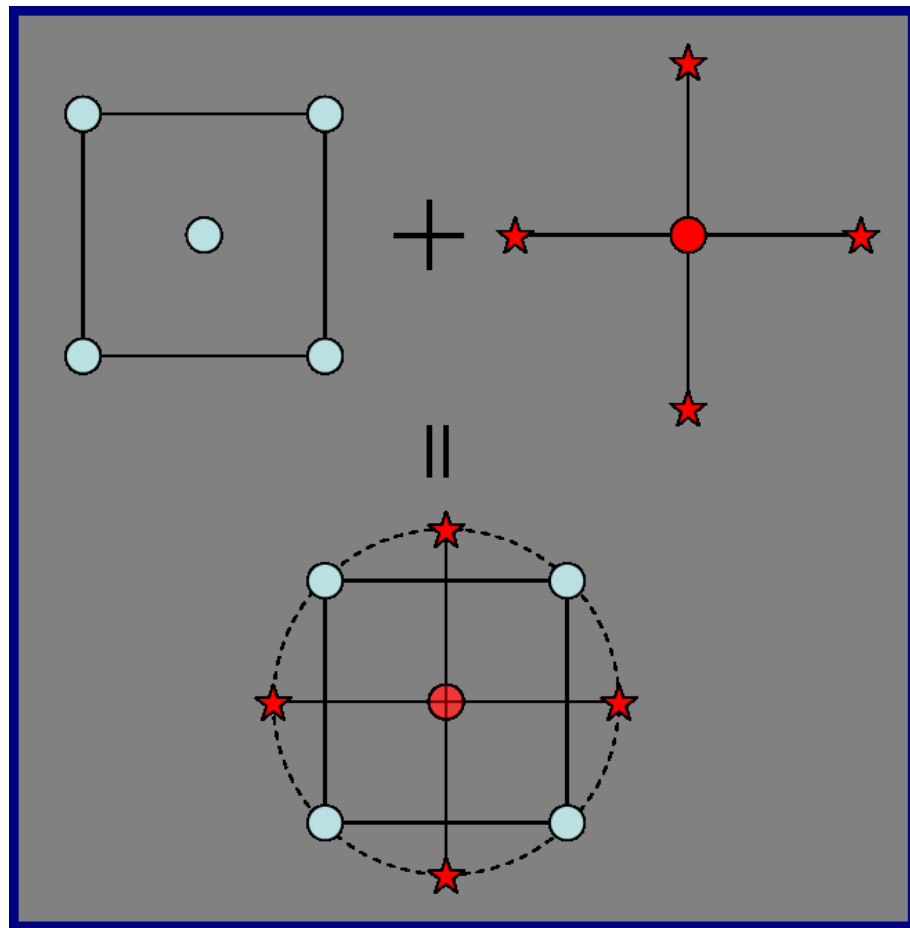


Figura 2.13: Generación de un Diseño Central Compuesto para dos factores

Los diseños Centrales Compuestos requieren cinco niveles de cada factor, codificados como $-\alpha$, -1 , 0 , 1 , α .

Este diseño es mejor en el caso de que se requiera mayor precisión en el centro del dominio que en los extremos del mismo.

Diseño de cubo con cara centrada

Este diseño es una variación del diseño central compuesto con $\alpha=1$ que requiere sólo tres niveles de cada factor. Este es un diseño más atractivo cuando la región de interés tiene forma de cubo en lugar de la región esférica producida por el diseño central compuesto.

Diseños Box-Behnken

Estos diseños representan una alternativa a los diseños compuestos. Toman en cuenta los efectos de los parámetros principales, de los términos de interacción y de los términos cuadráticos. Este diseño requiere de tres niveles y generalmente resulta más costoso que los diseños compuestos (Ver Figura 2.14).

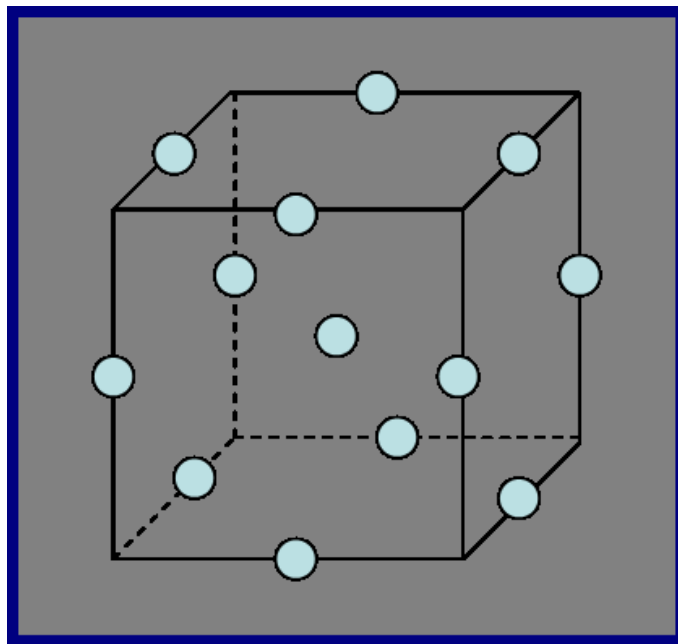


Figura 2.14: Diseño Box-Behnken para tres factores

2.5. Simulación de Yacimientos

2.5.1. Fundamentos

En la ingeniería de yacimientos siempre se ha tenido como objetivo principal explicar el comportamiento y los sucesos que ocurren en el yacimiento, para lograr predecir el comportamiento futuro del mismo cuando es sometido a procesos de explotación. En el pasado para lograr esto se usaban diferentes métodos, los cuales a través del tiempo han ido evolucionando, pasando por curvas de declinación, métodos de predicción basados en balance de materiales, modelos físicos, modelos analíticos, modelos de resistencia eléctrica, entre otros, hasta llegar a la simulación numérica (modelos numéricos) que es la técnica más aplicada en estos tiempos.

La simulación numérica de un yacimiento contempla la elaboración de un modelo que permita representar las propiedades y eventos que definen a un yacimiento, con el objetivo de evaluar y estudiar el comportamiento actual y futuro del mismo y así tomar decisiones acertadas acerca de su explotación.

El modelo matemático de yacimiento está basado en la combinación de las ecuaciones que representan los procesos físicos que ocurren dentro del mismo, condiciones de borde y condiciones iniciales. Para la resolución de este modelo se tienen que determinar los valores de los parámetros independientes que satisfagan todas estas ecuaciones mencionadas.

En general, existen tres **etapas** por las que atraviesa una simulación numérica de yacimientos:

1. Etapa de inicialización: una vez que se ha introducido en el simulador la descripción estática y las propiedades de los fluidos del yacimiento, el simulador realiza los cálculos del petróleo original en sitio (POES)
2. Etapa de ajuste histórico: se introducen al simulador los datos de los pozos,

condiciones de producción, así como los datos históricos de los pozos existentes, con el objetivo de realizar una comparación entre los datos de producción reales y los datos que arroja el simulador a través de sus cálculos matemáticos

3. Etapa de predicción: ya se han obtenido los resultados de las etapas anteriores, y ahora a partir de ellos se hace el estudio de predicción del comportamiento del yacimiento, de donde se realiza el análisis económico y la toma de decisiones

En general, los **propósitos** de la simulación de yacimientos es calcular [18]:

- Presiones en función del tiempo y del espacio
- Saturaciones en función del tiempo y del espacio
- Comportamiento de los pozos a lo largo del tiempo

La **utilidad** de la simulación de yacimientos, en comparación con la técnica de balance de materiales, es [18]:

- Toma en cuenta las variaciones espaciales y temporales en presión, propiedades de rocas y fluidos, geometría, pozos, entre otros
- Sirve de base para el análisis económico de proyectos
- Ofrece a la solución credibilidad y objetividad
- Sirve de base para la toma de decisiones

- Es útil para el monitoreo del comportamiento de yacimientos
- Puede usarse para generar diferentes escenarios de producción
- Es de utilidad para la optimización de políticas de explotación

Básicamente las **limitaciones** de esta técnica son [18]:

- Produce soluciones aproximadas
- Los resultados dependen de los datos de entrada
- El ajuste de la historia no es garantía de la predicción precisa del futuro (la solución no es única)
- Los datos históricos suelen tener cierto grado de incertidumbre. Igualmente los datos geológicos y petrofísicos (se extrapola de algunos puntos, como son los pozos, al campo completo)
- Las mismas ecuaciones diferenciales, en que se basan sus cálculos, son simplificaciones de la realidad
- Mayor costo y esfuerzo

Los simuladores más utilizados en la industria petrolera son:

- Simulador de petróleo negro: este tipo de simulación de yacimientos se realiza definiendo solo dos componentes hidrocarburos (petróleo y gas). Además la fase gaseosa solo tendrá como componente al gas y la fase líquida de hidrocarburo tendrá como componentes tanto el petróleo como el gas en solución. La temperatura no tiene efectos, porque se asume una simulación isotérmica
- Simulador composicional: este tipo de simulación permite manejar N componentes hidrocarburos dentro del modelo de fluidos
- Simulador térmico: es un tipo de simulación enfocada a la representación de métodos de recuperación térmica, habitualmente usados en yacimientos de petróleo pesado, en los que la viscosidad del petróleo es alta a las temperaturas del yacimiento, pero disminuye al aumentar la temperatura
- Simulador de líneas de flujo: este tipo de simulación modela el flujo de fluido multifásico a lo largo de líneas de flujo, permitiendo visualizar el flujo de fluidos en el yacimiento

Los simuladores se pueden **clasificar** según el número de fases que puedan manejar (una, dos o tres), las direcciones de flujo (unidimensionales, bidimensionales o tridimensionales) y el tipo de formulación creado para la resolución del sistema de ecuaciones (explícito, implícito, entre otros).

2.5.2. Simulación de Procesos Térmicos [2]

Las simulaciones térmicas son similares a las simulaciones de petróleo negro, ya que ambas están basadas en el balance volumétrico de masa y la Ley de Darcy. La diferencia fundamental es que en las simulaciones térmicas también se conserva la energía.

Variables primarias

Las variables primarias, usadas en las celdas para todas las fases son:

$$X = (P, m_1, \dots, m_n, m_w, e) \quad (2.10)$$

donde:

P : es la presión.

$m_1, \dots, m_n$: son las densidades molares de cada componente hidrocarburo.

m_w : es la densidad molar del componente agua.

e : es la densidad de energía interna.

Las densidades molares de los componentes del fluido son medidas como moles por unidad de volumen de reservorio, mientras que la densidad de energía interna es medida como energía por unidad de volumen bruto. El volumen bruto incluye el volumen de reservorio y el volumen de roca.

Ecuaciones de Conservación

Las variables primarias se encuentran resolviendo ecuaciones de conservación para cada componente, para la energía y para el volumen. Estas ecuaciones son calculadas usando el esquema totalmente implícito.

El residual no lineal, R_{fl} , es derivado de la ecuación de conservación de componente para cada componente del fluido (hidrocarburo y agua) en cada celda y para cada paso de tiempo:

$$R_{fl} = \frac{d}{dt}(V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad (2.11)$$

donde:

V_p : es el volumen poroso.

F_{fl} : es la tasa neta de flujo hacia las celdas vecinas.

Q_{fl} : es la tasa neta de flujo hacia los pozos durante el paso de tiempo.

El residual no lineal, R_e , es derivado de la ecuación de la conservación de la energía en cada celda para cada paso de tiempo:

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_e = 0 \quad (2.12)$$

donde:

V_b : es el volumen bruto.

F_e : es la tasa de flujo convectiva de entalpía hacia las celdas vecinas.

C_e : es la tasa de flujo de energía conductiva hacia las celdas vecinas.

Q_{HL} : es la tasa de energía conductiva hacia las rocas adyacentes (pérdidas de calor).

Q_e : es la tasa neta de flujo de entalpía hacia los pozos durante el paso de tiempo.

El residual no lineal, R_v , es derivado de la conservación de volumen en cada celda a cada paso de tiempo:

$$R_v = V_p - V_f = 0 \quad (2.13)$$

donde:

V_f : es el volumen de fluido.

Condición de Equilibrio Termodinámico

Las propiedades de las fases usadas en las ecuaciones de residual y jacobiano (volumen de fluido y los términos de flujo) pueden ser calculadas de las propiedades de los componentes una vez que las fracciones molares de cada componente en cada fase han sido determinadas.

El número de moles de cada componente (incluyendo el agua) puede ser escrito como:

$$m_c = m_t \cdot L \cdot X_o^c + m_t \cdot V \cdot X_g^c + m_t \cdot W \cdot X_w^c \quad (2.14)$$

donde:

$m_t \cdot L \cdot X_o^c$: es el número de moles en el petróleo.

$m_t \cdot V \cdot X_g^c$: es el número de moles en el vapor.

$m_t \cdot W \cdot X_w^c$: es el número de moles en el agua.

m_t : es la densidad molar total del fluido dada por:

$$m_t = \sum_c m_c + m_w \quad (2.15)$$

L, V, W : son las fracciones molares del petróleo, vapor y agua, respectivamente.

X_p^c : son las fracciones del componente en la fase.

Dos condiciones simplificadoras son impuestas, que no hay agua en la fase petróleo y no hay hidrocarburo en la fase agua, de donde:

$$X_o^w = 0$$

$$X_w^c = 0, \text{ para } c = 0, \dots, N$$

$$X_w^w = 1, \text{ si } W \succ 0$$

Además, se asume que las tres fases están en equilibrio termodinámico, determinado por los valores K :

$$X_g^c = K^c(P, T) \cdot X_o^c \quad (2.16)$$

$$X_g^w = K^w(P, T) \cdot X_w^w \quad (2.17)$$

Tal como se observa, los valores K solamente dependen de la presión y la temperatura.

Usando estas ecuaciones las fracciones molares de cada componente en cada fase pueden ser expresadas en términos de las variables primarias y de L, V, W y T:

$$X^c_o = \frac{m_c}{m_t} \cdot \frac{1}{(L + K^c \cdot V)}, (c = 1, \dots, N), (L \succ 0) \quad (2.18)$$

$$X^c_g = \frac{m_c}{m_t} \cdot \frac{K^c}{(L + K^c \cdot V)}, (c = 1, \dots, N), (V \succ 0) \quad (2.19)$$

$$X^w_g = K^w, (V \succ 0), (W \succ 0) \quad (2.20)$$

Fracciones molares totales

Las fracciones molares totales, que se usan en las ecuaciones anteriores se definen como:

$$z_c = \frac{m_c}{m_t} \quad (2.21)$$

$$z_w = \frac{m_w}{m_t} \quad (2.22)$$

De donde:

$$\sum_c z_c + z_w = 1 \quad (2.23)$$

Hay que destacar que las fracciones molares totales difieren de las fracciones molares de hidrocarburo:

$$\zeta_c = \frac{m_c}{m_t - m_w} = \frac{z_c}{1 - z_w} \quad (2.24)$$

Y se deduce que:

$$\sum_c \zeta_c = 1 \quad (2.25)$$

Variables *flash*

Las cuatro variables *flash* pueden ser encontradas de las variables primarias resolviendo las cuatro ecuaciones *flash* en cada celda:

$$\sum_c X^c_o = 1, (L \succ 0) \quad (2.26)$$

$$\sum_c X^c_g + X^w_g = 1, (V \succ 0) \quad (2.27)$$

$$L + V + W = 1 \quad (2.28)$$

$$V_b \cdot e = V_p \cdot m_t \cdot (L \cdot e_o + V \cdot e_g + W \cdot e_w) + (V_b - V_p) \cdot e_r \quad (2.29)$$

donde:

e_o, e_g, e_w : son las energías molares de las fases petróleo, gas y agua, respectivamente.

e_r : es la energía por unidad de volumen de roca.

Volumen de Fluido

El volumen específico de cada fase puede ser determinado de las densidades molares de cada fase (b_o, b_g, b_w):

$$V_o = \frac{m_t L}{b_o} \quad (2.30)$$

$$V_g = \frac{m_t V}{b_g} \quad (2.31)$$

$$V_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (2.32)$$

El balance del volumen residual se puede escribir como:

$$R_v = V_p - V_p \cdot (V_o + V_g + V_w) = 0 \quad (2.33)$$

Las saturaciones de las fases (S_o, S_g, S_w) se definen como:

$$S_o = \frac{V_o}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t L}{b_o} \quad (2.34)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t V}{b_g} \quad (2.35)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t W}{b_w} \quad (2.36)$$

Ahora el número de moles de cada componente y la densidad de energía pueden ser escritos como:

$$m_c = S_o \cdot b_o \cdot X_o^c + S_g \cdot b_g \cdot X_g^c + S_w \cdot b_w \cdot X_w^c \quad (2.37)$$

$$V_b \cdot e = V_p \cdot (S_o \cdot b_o \cdot e_o + S_g \cdot b_g \cdot e_g + S_w \cdot b_w \cdot e_w) + (V_b - V_p) \cdot e_r \quad (2.38)$$

Estas dos ecuaciones se utilizan para inicializar la simulación, cuando las variables primarias necesitan ser calculadas de las saturaciones definidas.

Flujo entre celdas

La tasa de flujo neta de un componente hidrocarburo o agua c de una celda i hacia celdas vecinas es obtenida sumando el flujo del componente sobre todas las fases p y sobre todas las celdas vecinas n :

$$F_{ci} = \sum_n \Gamma_{ni} \sum_p M_p^c \cdot dP_{pni} \quad (2.39)$$

La tasa de flujo neta de energía de una celda i hacia las celdas vecinas es obtenida de forma similar:

$$F_{ei} = \sum_n \Gamma_{ni} \sum_p M_p^e \cdot dP_{pni} \quad (2.40)$$

donde:

Γ_{ni} : es la transmisibilidad entre las celdas n e i .

M_p^c : es la movilidad del componente c en la fase p .

M_p^e : es la movilidad de entalpía en la fase p .

dP_{pni} : es la diferencia de potencial de la fase p entre las celdas n e i .

Las movilidades están dadas por:

$$M_p^c = X_p^c \cdot K_{rp}(S_p) \cdot \frac{b_p}{\mu_p} \quad (2.41)$$

$$M_p^e = H_p \cdot K_{rp}(S_p) \cdot \frac{b_p}{\mu_p} \quad (2.42)$$

donde:

X_p^c : es la fracción molar del componente c en la fase p .

H_p : es la entalpía molar en la fase p .

K_{rp} : es la permeabilidad relativa de la fase p .

S_p : es la saturación de la fase p .

b_p : es la densidad molar de la fase p .

μ_p : es la viscosidad de la fase p .

Las movilidades del fluido son evaluadas en la celda origen del fluido para cada fase p separadamente (celda n si dP_{pni} es positivo, celda i si dP_{pni} es negativo). Los cálculos basados en la celda origen del fluido se aplican separadamente para cada fase (petróleo, agua y gas), de este modo, el petróleo puede fluir de la celda i a la celda n mientras que el agua fluye de la celda n a la celda i , por ejemplo.

La diferencia de potencial está constituida de un término de presión, un término de presión capilar y un término hidrostático:

$$dP_{pni} = P_n - P_i + P_{cpn} - P_{cpi} - \rho_{pni}G(D_n - D_i) \quad (2.43)$$

donde:

P_{cp} : es la presión capilar para la fase p .

ρ_p : es la densidad en masa de la fase p .

G : es la aceleración debido a la gravedad.

D : es la profundidad del centro de la celda.

Flujo hacia los pozos

La tasa de flujo de un componente c a un pozo productor w desde una celda i es obtenida sumando todos los componentes de flujo de todas las fases p :

$$Q_{cwi} = -\Gamma_{wi} \cdot \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{bh}) \cdot M_{pi}^c \quad (2.44)$$

De forma similar, la tasa de flujo de energía hacia un pozo productor w desde una celda i es:

$$Q_{ewi} = -\Gamma_{wi} \cdot \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{bh}) \cdot M_{pi}^e \quad (2.45)$$

donde:

Γ_{wi} : es el factor de transmisibilidad de la conexión del pozo.

H : es la corrección hidrostática.

P_{bh} : es la presión de fondo del pozo.

M_{pi}^c : es la movilidad del componente c en la fase p .

M_{pi}^e : es la movilidad de entalpía en la fase p .

Conducción de Calor

El término de conducción de calor para cada celda i se obtiene sumando la conducción entre todas las celdas vecinas n :

$$C_{ei} = - \sum_n \Psi_{ni} \cdot \Lambda \cdot (T_i - T_n) \quad (2.46)$$

donde:

Ψ_{ni} : es la transmisibilidad de conducción entre las celdas n e i .

Λ : es el multiplicador de la conductividad dependiente de la saturación (de la celda origen del flujo).

Método de solución

Para cada celda hay $N+3$ variables (presión, N componentes hidrocarburos, un componente agua, y la energía) y $N+3$ ecuaciones ($N+1$ ecuaciones de conservación de componentes (incluyendo el agua), la conservación de la energía y el balance de volumen. Las ecuaciones generalmente se resuelven utilizando el método totalmente implícito.

Las ecuaciones de conservación de componentes son escritas como:

$$R_{fl} = \frac{V_p(P_{t+\Delta t}) \cdot m_{fl}(t + \Delta t) - V_p(P_t) \cdot m_{fl}(t)}{\Delta t} + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad (2.47)$$

En donde, en una celda implícita los términos de flujo y los términos de pozos son evaluados en un nuevo tiempo:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad (2.48)$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad (2.49)$$

Capítulo 3

Metodología

La metodología utilizada en el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado puede ser resumida en la Figura 3.1:

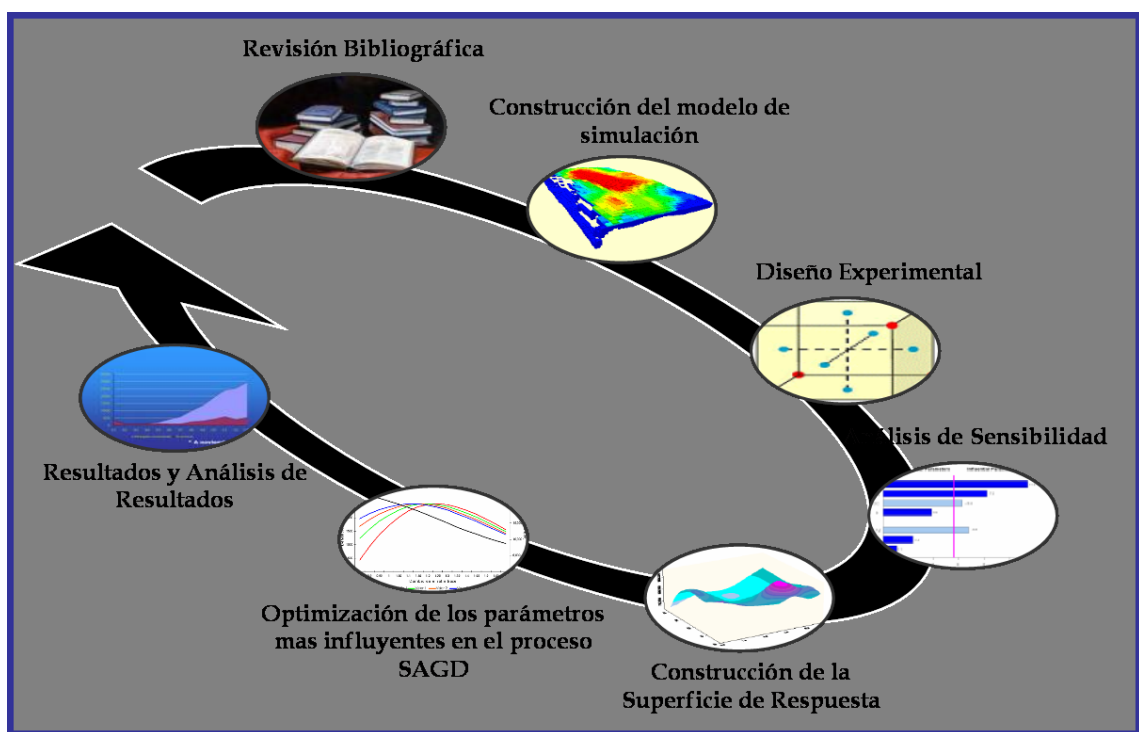


Figura 3.1: Flujo de Trabajo

A continuación, se realiza un desarrollo detallado de cada una de las fases del proyecto.

3.1. Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información

En esta etapa se establecieron las bases teóricas que involucran el Trabajo Especial de Grado. Se llevó a cabo la revisión de libros, manuales, tesis y publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) que estuviesen asociados con el proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), diseño experimental, simulación numérica de yacimientos, geoestadística y, en general, de todos los aspectos relacionados con el desarrollo del trabajo. Se recopiló toda la información necesaria para elaborar un marco teórico que estableciera los fundamentos básicos para la comprensión de este estudio y permitiera el desarrollo del mismo.

3.2. Construcción del Modelo de Simulación

3.2.1. Propiedades del Yacimiento

Para construir un modelo de simulación de un yacimiento es necesario conocer las dimensiones del mismo, las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en los poros de la roca, la interacción roca-fluidos, las condiciones iniciales del yacimiento, y en el caso de estar modelando un proceso térmico, como es el caso de SAGD, se deben especificar las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos (ver sección 3.6).

Con el fin de construir el modelo teórico de yacimiento, se consideró apropiado tomar las propiedades típicas de los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, ya que esta área representa las mayores reservas de crudo pesado y extra pesado de Venezuela y, de este modo, la zona de más probable aplicación del proceso SAGD en el país.

Por esta razón, se procedió a realizar una búsqueda en publicaciones técnicas de los valores promedios de las propiedades de la Faja Petrolífera del Orinoco, los

cuales posteriormente fueron validados por expertos en el área.

A continuación, se presentan las diferentes propiedades de yacimiento utilizadas para la generación de los modelos.

Dimensiones del yacimiento

- Ancho: como el ancho del yacimiento es un parámetro que no tiene valores promedios establecidos, se tomó como cinco veces el valor del espesor
- Longitud: esta se estableció a partir de la longitud del par de pozos horizontales. Las longitudes de pozo más comunes en los procesos SAGD, que fueron utilizadas en los modelos, varían entre 1000 y 3000 *pies*
- Espesor: los espesores utilizados variaron entre 60 y 200 *pies*

Porosidad

Esta propiedad varía entre 22 y 36 % aproximadamente. Para tomar en consideración la heterogeneidad de los yacimientos, esta propiedad fue modelada utilizando PETREL®(ver sección 3.5.1) a través de Simulación Secuencial Gaussiana, asignándole una función de distribución normal. En la tabla 3.1 se muestran los rangos en que variaron la media y la desviación estándar de la porosidad.

Tabla 3.1: Valores de Porosidad

Parámetro	Mínimo	Máximo
Media de la Porosidad (fracción)	0.2	0.34
Desviación Estándar de la Porosidad	0.0025	0.0075

Permeabilidad

La permeabilidad horizontal (permeabilidad en X y Y) se derivó a partir de la porosidad utilizando una correlación típica del área, obtenida de un modelo de Schlumberger construido anteriormente, la cual se muestra a continuación:

$$K = 78433 \cdot \Phi^2 \quad (3.1)$$

donde:

K : es la permeabilidad horizontal (md).

Φ : es la porosidad (fracción).

La permeabilidad vertical fue obtenida a través de los valores K_v/K_h , que se variaron entre 0.3 y 0.9.

Propiedades Térmicas de la roca adyacente al yacimiento

Estas propiedades incluyen la temperatura inicial de la roca adyacente al yacimiento, su conductividad térmica y su capacidad calorífica volumétrica.

- Temperatura inicial: se estableció una temperatura inicial igual a la temperatura inicial del yacimiento en estudio
- Conductividad térmica: se estableció una conductividad térmica igual a 24 Btu/pie-día-°F, por ser este un valor muy común
- Capacidad Calorífica Volumétrica: se estableció una capacidad calorífica igual a 35 Btu/pie³-°F, por ser este un valor muy común

Propiedades Térmicas de la roca reservorio

Estas propiedades incluyen la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica de la roca.

- Conductividad Térmica: la conductividad térmica que solicita el simulador es la conductividad térmica de la roca y de los fluidos que ocupan la celda. Por esta razón, esta propiedad se obtuvo a partir de la porosidad a través de las ecuaciones que se muestran a continuación. Las transmisibilidades térmicas se modificaron utilizando un factor dependiente de la saturación de gas (α), asumiendo que la conductividad térmica es función de la saturación de gas únicamente, es decir, no se distingue entre la transmisibilidad de una celda saturada de petróleo o una celda saturada de agua.

$$K = \Phi \cdot K_L + (1 - \Phi) \cdot K_r \quad (3.2)$$

$$K_L = \frac{K_o + K_w}{2} \quad (3.3)$$

donde:

K : es la conductividad térmica de la celda (Btu/pie-día-°F).

Φ : es la porosidad (fracción).

K_L : es la conductividad térmica promedio del líquido (Btu/pie-día-°F).

K_o : es la conductividad térmica promedio del petróleo (Btu/pie-día-°F).

K_r : es la conductividad térmica promedio de la roca (Btu/pie-día-°F).

K_w : es la conductividad térmica promedio del agua (Btu/pie-día-°F).

$$\alpha = \frac{\phi \cdot (K_L - K_g)}{K} \quad (3.4)$$

donde:

α : es el multiplicador de transmisibilidad (adimensional).

K_g : es la conductividad térmica del gas (Btu/pie-día-°F).

- Capacidad Calorífica Volumétrica: se estableció una capacidad calorífica igual a 35 Btu/pie³-°F.

Temperatura inicial del yacimiento

Se estableció un rango de temperatura entre 110 y 150°F, ya que la mayoría de los yacimientos del área se encuentran entre estos límites.

Curvas de Permeabilidad Relativa

Como no habían curvas de permeabilidad relativa del área disponibles, estas se obtuvieron a partir de las siguientes ecuaciones:

En sistemas agua-petróleo:

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_o} \quad (3.5)$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{Sorw} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_w} \quad (3.6)$$

En sistemas gas-petróleo:

$$K_{ro} = (K_{ro})_{Sgc} \left[\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_{go}} \quad (3.7)$$

$$K_{rg} = (K_{rg})_{Swc} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right]^{n_g} \quad (3.8)$$

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org} \quad (3.9)$$

donde:

S_{lc} : es la saturación crítica total de líquido.

$(K_{ro})_{Swc}$: es la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua connata.
 $(K_{ro})_{Sgc}$: es la permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de gas crítica.
 S_{orw} : es la saturación de petróleo residual en el sistema agua-petróleo.
 S_{org} : es la saturación de petróleo residual en el sistema gas-petróleo.
 S_{gc} : es la saturación de gas crítica.
 $(K_{rw})_{Sorw}$: es la permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual.
 $(K_{rg})_{Swc}$: es la permeabilidad relativa al gas a la saturación de agua connata.
 n_o, n_w, n_{go}, n_g : son los exponentes en las curvas de permeabilidad relativa.

Los *end-points* utilizados son $S_{wc} = 0.1$, $S_{org} = 0.4$, $(K_{ro})_{Swc} = 1$, $(K_{ro})_{Sgc} = 0.7$, $S_{orw} = 0.2$, $(K_{rw})_{Sorw} = 0.5$, $(K_{rg})_{Swc} = 0.2$, $S_{gc} = 0.1$ y los exponentes, n_o, n_w, n_{go}, n_g , se tomaron como iguales a 2.

Como hay evidencias de que el efecto de crudo espumante (característico de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco) en presencia del vapor es considerablemente menor, se estableció que $S_{gc} = 0$ para $500^\circ F$. Los datos para otras temperaturas son obtenidos por interpolación lineal. Además de esto, se modificaron otros *end-points* que también varían con el aumento de la temperatura, a saber: $(K_{rw})_{Sorw} = 0.4$, $(K_{rg})_{Swc} = 0.9$, $S_{wc} = 0.25$ y $S_{orw} = 0.1$.

Viscosidad del crudo en función de la temperatura

La dependencia de la viscosidad del crudo con la temperatura se estableció en forma de tabla, utilizando valores representativos del área suministrados por Schlumberger (tabla 3.2), que fueron validados realizando comparaciones con curvas de temperatura y viscosidad extraídas de publicaciones técnicas realizadas en torno a trabajos realizados en el área.

Tabla 3.2: Viscosidad del crudo en función de la temperatura

Temperatura(°F)	Viscosidad(cp)
110	14277.998
150	1912.479
200	312.67
250	86.191
300	33.694
350	16.747
400	9.858
450	6.554
500	4.763
550	3.7
600	3.022

Compresibilidad del petróleo y coeficiente de expansión térmica

La compresibilidad del petróleo y el coeficiente de expansión térmica se asumieron constantes e igual a $5\text{E-}06$ $1/\text{lpc}$ y $3.8\text{E-}04$ $1/^{\circ}\text{R}$, respectivamente.

Peso Molecular del Petróleo

El peso molecular del petróleo fue obtenido a partir de su densidad, a través de la siguiente ecuación:

$$M = 39,178 \cdot \rho_o - 1801,6 \quad (3.10)$$

donde:

M : es el peso molecular del petróleo.

ρ_o : es la densidad del petróleo (lb/ft^3).

Calor específico del petróleo

El calor específico del petróleo se asumió constante e igual a 0.5 Btu/lb-°R.

Densidad del petróleo

La densidad del petróleo a condiciones estándar fue calculada a partir de los °API utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{141,5}{API + 131,5} \cdot 62,4 \quad (3.11)$$

donde:

ρ_o : es la densidad del petróleo (lb/pe^3).

API : son los grados API del crudo ($^{\circ}API$).

Los $^{\circ}API$ que se utilizaron están entre 10 y 16.

Compresibilidad de la roca

La compresibilidad de la roca se asumió constante e igual a 3.56E-05 1/lpc.

Presión inicial del yacimiento

Los valores de presión utilizados en los modelos variaron entre 350 y 1600 $lpca$. Estas presiones se especificaron a la profundidad del datum, establecido en la profundidad media de la arena.

3.2.2. Condiciones Operacionales del proceso SAGD

Duración del periodo de precalentamiento

La etapa inicial del proceso SAGD, llamada periodo de precalentamiento, se modeló utilizando recirculación de vapor a través de ambos pozos (superior e inferior), con el fin de calentar por conducción la zona que se encuentra entre los mismos. Se consideraron tiempos de precalentamiento entre 15 y 45 días.

Distancia vertical entre los pozos

La distancia vertical entre los pozos se varió entre 15 y 45 *pies*. A su vez, el pozo inferior se ubicó a 5 *pies* por encima de la base del yacimiento, ya que para el proceso es conveniente que el pozo productor se encuentre lo más al fondo posible de la arena.

Tasa de inyección de vapor

La tasa de inyección de vapor se estableció entre 500 y 1500 B/d .

Calidad del vapor inyectado

Se consideró que la calidad del vapor inyectado variaba entre 0.6 y 0.8.

Presión de operación del pozo productor

Se estableció que el pozo productor operaba a una presión igual a la presión inicial del yacimiento.

Características de la tubería y el revestidor

En todos los modelos se utilizó una tubería de 3.5 pulgadas de diámetro externo y 3 pulgadas de diámetro interno, y un revestidor de 9.5 pulgadas de diámetro externo y 8.625 pulgadas de diámetro interno. Estas características son importantes, debido a que en simulaciones térmicas la conducción de calor a lo largo de la tubería es determinada por el área transversal de la pared de la tubería y su conductividad térmica. Además de esto, el calor puede ser almacenado en la tubería: la cantidad de energía que es almacenada en la pared de la tubería depende del volumen del material y su capacidad calorífica.

En la tabla 3.3 se muestran las características térmicas utilizadas para la tubería y el revestidor.

Tabla 3.3: Características térmicas de la tubería y el revestidor

Parámetro	Valor	Unidad
Conductividad Térmica	160	Btu/pie-día-°F
Capacidad Calorífica	4.4732	Btu/pie ³ -°F

Por otro lado, además de la conducción de calor a lo largo de la tubería, también puede haber conducción de calor transversalmente a ella (entre el pozo y la formación, o entre la tubería y el revestidor).

Tiempo del proyecto

Se estableció un horizonte de 10 años para la evaluación del proceso SAGD.

3.2.3. Construcción de los Pozos Multi-Segmentados

Uno de los principales retos en la simulación del proceso SAGD consiste en la representación precisa de la dinámica de flujo multifásico a través del par de pozos

horizontales. En la mayoría de los casos, estos pozos operan bajo una gran variedad de configuraciones avanzadas, con flujo simultáneo en la tubería de producción y el espacio anular [7].

En el modelo de pozo convencional, el flujo desde o hacia el yacimiento es representado por un solo término en las ecuaciones de flujo del yacimiento. En este modelo se asume estado estable de flujo en el pozo. Se resuelve sólo una ecuación por completación, con la presión de fondo fluyente como variable principal. Esto significa que sólo se conoce la distribución de presión en el pozo debida a la gravedad, pero no la composición ni la distribución de la temperatura. Esto ocasiona algunas dificultades numéricas cuando algunas completaciones están inyectando y otras produciendo. La conducción de calor a lo largo del pozo y, entre el pozo y el yacimiento, son despreciadas [19]. Por todas estas razones, no es apropiado utilizar el modelo de pozo convencional para la simulación del proceso SAGD, y se hace necesario utilizar un modelo de pozo multi-segmentado.

En el modelo térmico de Pozos Multi-Segmentados disponible en el simulador ECLIPSE®, se permite simular el flujo de fluidos y la transferencia de calor en pozos avanzados (horizontales y/o multilaterales). La descripción detallada de las condiciones de flujo de fluidos dentro y a lo largo del pozo se obtiene dividiendo el hoyo del pozo (y cualquier ramificación) en un número arbitrario de segmentos. Cada segmento cuenta con su propio sistema de variables independientes para describir las condiciones de flujo locales. El modelo considera las pérdidas de presión a lo largo del pozo y a través de cualquier elemento de la completación. En su modo térmico, una opción especial permite definir coeficientes de transferencia de calor, lo cual permite modelar las pérdidas de calor al yacimiento, hacia otro segmento, o hacia las rocas sub/supra adyacentes. Otra opción especial permite asignar a segmentos individuales tasas de producción o inyección, lo cual hace posible simular el proceso de recirculación de los pozos SAGD. Para una descripción detallada del modelo térmico de Pozos Multi-Segmentados ver la sección 3.5.4.

De esta forma, fue necesario definir pozos multi-segmentados en el modelo de simulación. En general, para definir un pozo multi-segmentado en el modelo de si-

mulación se utilizaron los siguientes *Keywords*:

- WELSEGS: en donde se establece la estructura del pozo multi-segmentado, los componentes de la caída de presión en el pozo (hidrostático, fricción, aceleración), el modelo de flujo multifásico (homogéneo, flujo cruzado), las dimensiones de la tubería, la capacidad calorífica volumétrica de la tubería, la conductividad térmica de la tubería, rugosidad de la tubería, entre otros.
- COMPSEGS: en donde se define la localización de las completaciones dentro de la configuración del pozo multi-segmentado.

De igual manera, para establecer los coeficientes de transferencia de calor y para definir la recirculación en los pozos, se utilizan los *Keywords*: WSEGHEAT y WSEGEXSS, respectivamente.

Para determinar el número de segmentos en que sería dividido cada uno de los pozos, se seleccionó un segmento por celda (conexión), resultando en un total de 12 segmentos para el pozo de 1000 pies de largo (incluyendo tubería y revestidor), 22 segmentos para el pozo de 2000 pies de largo y 32 segmentos para el caso del pozo de 3000 pies de largo.

El modelo seleccionado para el cálculo de las pérdidas de presión a lo largo de la trayectoria de los pozos fue el Modelo Homogéneo.

3.2.4. Escalamiento de la Malla

Las simulaciones térmicas, al igual que las simulaciones convencionales, son afectadas por el tamaño de las celdas de la malla de simulación. Sin embargo, las simulaciones del proceso SAGD requieren de celdas mucho más pequeñas que las requeridas normalmente para la simulación de otros procesos [20].

En esta etapa, se realizó un análisis de la malla para determinar cual era el tamaño de celda óptimo, que representara el proceso con suficiente exactitud sin comprometer excesivamente los tiempos de cálculo del simulador.

De este modo, se realizaron corridas de 1 año del modelo, con una malla muy refinada inicialmente y, progresivamente, se fue disminuyendo la resolución de la misma, comparando los resultados que arrojaban los modelos. Los tamaños de celda utilizados fueron: (5,20,2), (5,20,5), (5,40,5) y (5,200,5), en donde el eje X representa el ancho del yacimiento, el eje Y la longitud (a lo largo de la cual los pozos horizontales están completados) y el eje Z el espesor.

3.3. Estudio de Sensibilidad

En esta etapa del proyecto se realizó el estudio de sensibilidad con el fin de identificar los parámetros que influyen en mayor medida el rendimiento del proceso SAGD. Para ello se utilizó la herramienta COUGAR®, que es un software para manejar la incertidumbre en estudios de modelado de yacimientos.

COUGAR® es un software que posee herramientas para tomar en cuenta la incertidumbre en la evaluación de un yacimiento a partir de: análisis de sensibilidad y análisis de riesgos. Para una descripción más detallada del software referirse a la sección 3.5.2.

El análisis de sensibilidad se realizó tomando en cuenta parámetros de yacimiento y parámetros operacionales.

Los parámetros de yacimiento que se incluyeron en este estudio son: espesor de la arena, porosidad, relación K_v/K_h , temperatura y presión inicial, y la densidad del crudo presente en el yacimiento.

En cuanto a los parámetros operacionales, se tomaron en consideración los siguientes: la sección horizontal de los pozos, la duración del periodo de precalen-

tamiento, el espaciamiento entre el pozo productor e inyector, la tasa de inyección de vapor y la calidad del vapor inyectado.

En general, tanto los parámetros de yacimiento como los operacionales, se variaron en los rangos establecidos en las secciones 3.2.1 y 3.2.2 , como se muestra en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Rango de los parámetros en el estudio de sensibilidad

Parámetro	Mínimo	Máximo	Unidad
Espesor(h)	60	200	<i>pies</i>
Media de la Porosidad (Φ_m)	0.2	0.34	adimensional
Desviación estándar de la porosidad (σ_Φ)	0.0025	0.0075	adimensional
K_v/K_h	0.3	0.9	adimensional
Temperatura inicial (T_i)	110	150	$^{\circ}F$
Presión inicial (P_i)	350	1600	<i>lpca</i>
$^{\circ}API$	10	16	$^{\circ}API$
Sección horizontal de los pozos (L)	1000	3000	<i>pies</i>
Duración del periodo de precalentamiento (T)	15	45	días
Espaciamiento entre pozos (S_v)	15	45	<i>pies</i>
Tasa de inyección del vapor (Q_{iny})	500	1500	B/d
Calidad del vapor (X)	0.6	0.8	adimensional

Con el fin de realizar la sensibilidad, es necesario elegir el diseño experimental apropiado para obtener el modelo de superficie de respuesta con el número de parámetros requeridos. En esta etapa de estudio se utilizó un diseño lineal, debido a que éste está asociado al análisis de sensibilidad: el diseño lineal sólo incluye valores mínimos y máximos de los parámetros (-1 y +1), que es suficiente para obtener una idea cualitativa de la influencia de un gran número de parámetros de una forma económica (con el menor número de experimentos).

Una vez que se eligió el diseño experimental apropiado, se procedió a realizar las

simulaciones correspondientes a los experimentos generados.

Con el fin de realizar las simulaciones en el menor tiempo posible se utilizó el simulador ECLIPSE 300 (ver sección 3.5.3) y la Opción de Paralelo del mismo, que permite que la simulación de un modelo sea distribuida en número determinado de procesadores, permitiendo que las simulaciones sean llevadas a cabo en menor tiempo. Para una descripción más detallada de esta opción referirse a la sección 3.5.5.

En general, los modelos fueron distribuidos en 4 y 8 procesadores para mejorar el tiempo de cómputo requerido.

Una vez realizadas las simulaciones correspondientes, se utilizó un modelo de superficie de respuesta polinomial de primer orden para ajustar los valores de N_p simulados (petróleo producido acumulado) lo mejor posible.

Finalmente, para determinar los parámetros influyentes en el proceso SAGD, se realizó el análisis del gráfico Pareto, que es una simple visualización de la influencia de cada parámetro en la respuesta seleccionada (ver Figura 3.2). Todos los parámetros son colocados en el eje de las ordenadas: mientras más larga sea la barra para un parámetro dado, mayor influencia tiene ese parámetro sobre la respuesta. Además, en el gráfico Pareto aparece una línea vertical de color rojo llamada *Nivel Significativo*, el cual corresponde al mínimo valor para considerar un parámetro como influyente. Todos los términos que tienen una influencia por debajo de este nivel son despreciables, comparados con los términos que tienen influencia por encima de dicho nivel.

3.4. Construcción de la Superficie de Respuesta para la optimización

En esta etapa del proyecto se construyó una superficie de respuesta tomando en cuenta los parámetros que resultaron influyentes en el estudio de sensibilidad.

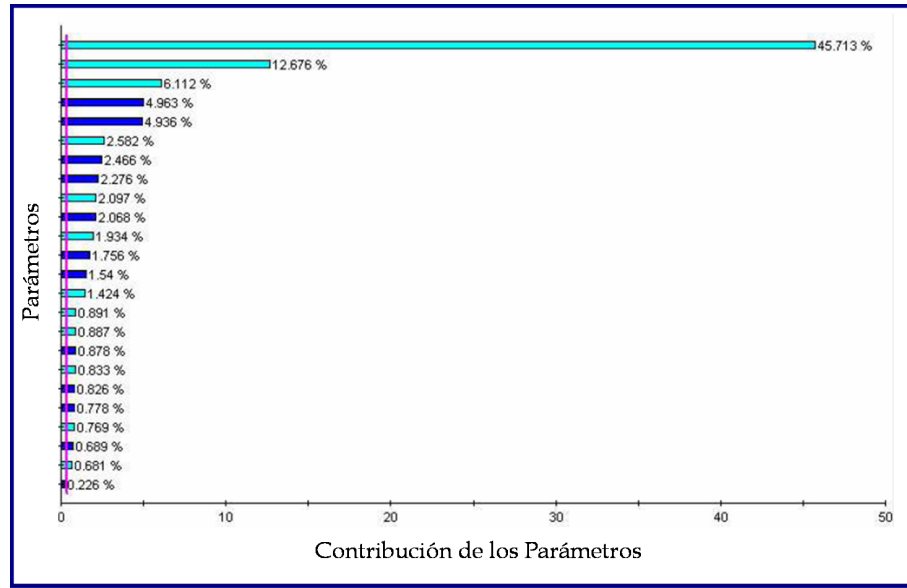


Figura 3.2: Gráfico Pareto

Con este fin, se utilizó un diseño experimental cuadrático, para generar las simulaciones necesarias para obtener un modelo de superficie de respuesta polinomial de segundo orden.

Una vez que se obtuvo el modelo de superficie de respuesta polinomial de segundo orden, se verificó la predictividad del mismo a través de simulaciones de confirmación. De este modo, se definieron algunas simulaciones de confirmación, para comparar los valores obtenidos por la simulación y los obtenidos a través del modelo de superficie de respuesta cuadrático. Para ello, se utilizaron diagramas cruzados (*Cross Plot*) y gráficos de error, como los que se muestran en las figuras 3.3 y 3.4.

En los diagramas cruzados, las simulaciones de confirmación están colocadas como círculos rosados, permitiendo verificar la predictividad del modelo de superficie de respuesta cuadrático. Alternativamente, en el gráfico de error se puede observar el error relativo entre los valores simulados y los obtenidos a través del modelo de superficie de respuesta.

Posteriormente, a partir del modelo de superficie de respuesta cuadrático, se procedió a realizar las optimizaciones correspondientes, con el fin de culminar el flujo

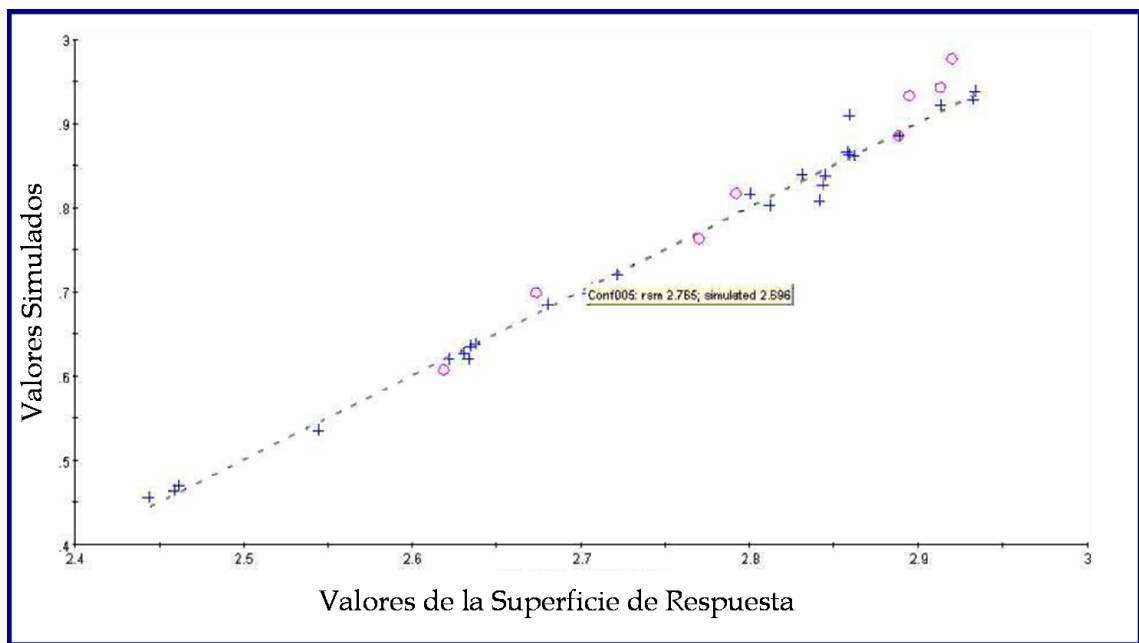


Figura 3.3: Gráfico Cruzado

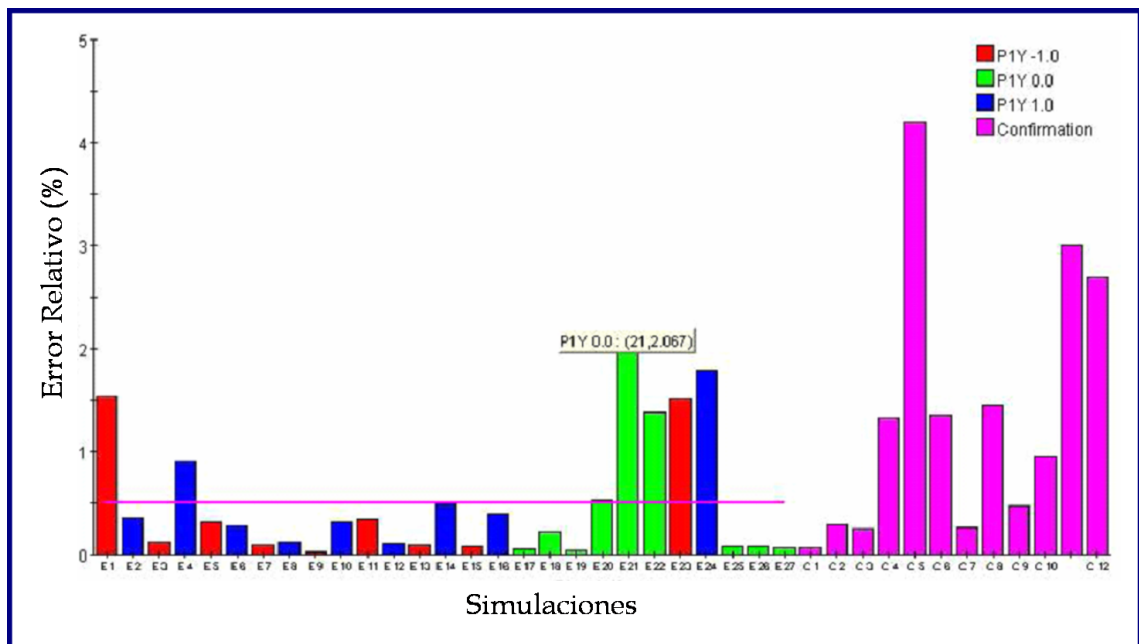


Figura 3.4: Gráfico de Error

de trabajo propuesto para realizar la optimización del proceso SAGD.

3.5. Herramientas Utilizadas

3.5.1. PETREL®

Esta es una herramienta computacional integrada que combina los campos de la geofísica, la geología y la ingeniería de yacimientos. El flujo de trabajo dentro de PETREL® constituye la solución completa desde la sísmica hasta la simulación, eliminando las barreras comunicacionales que existían entre las distintas disciplinas técnicas.

Esta herramienta cuenta con una serie de módulos, a saber:

1. Geofísica: este módulo permite ejecutar todas las tareas de interpretación sísmica tradicionales que forman parte de la secuencia de análisis de subsuelo 2D/3D/4D. Se pueden interpretar horizontes y fallas, generar sismogramas sintéticos, analizar y corregir desajustes entre líneas 2D, realizar conversiones de tiempo a profundidad, crear mapas y recolectar la información requerida para brindar soporte a la perforación de un pozo propuesto
2. Geología: ofrece una gama completa de herramientas que permiten aplicar el tradicional picado de marcadores, realizar la correlación entre pozos, aplicaciones de mapas y graficación, además del modelaje de escala fina de alta resolución 3D. Posee métodos geoestadísticos. De esta manera, se cuenta con modelos de yacimientos actualizables y confiables
3. Ingeniería de yacimientos: permite realizar la simulación de yacimientos sobre la base de los modelos geológicos y geofísicos del subsuelo. Se pueden realizar ajustes en los datos históricos de producción hasta el momento en que se está efectuando el estudio, y luego completar los resultados con un análisis económico y de incertidumbre. Este proceso es compatible con el simulador ECLIPSE®

En general, PETREL® es una solución computacional para: interpretación sísmica 2D y 3D, generación y extracción de volúmenes sísmicos, generación de mapas de atributos sísmicos, modelado estructural, conversión de escalas de tiempo a profundidad, modelaje de velocidad, correlación de pozos, construcción de mapas y graficación de datos, escalado de registros de pozos, análisis de datos, modelado de facies, modelado petrofísico, cálculos de volumen, análisis de sellos por fallas, diseño de mallas de simulación, escalamiento, pre y pos-procesamiento de simulaciones de yacimiento, manejo de casos y simulación de yacimientos, ajuste de la historia de producción, diseño de pozos y análisis de incertidumbre.

3.5.2. COUGAR®

En la ingeniería de yacimientos se requiere del manejo de muchas fuentes de incertidumbre. Para caracterizar el impacto de cada una de ellas, se tienen que realizar una gran cantidad de simulaciones numéricas, lo cual genera altos costos computacionales. COUGAR® es una herramienta que considera la incertidumbre mediante un amplio y riguroso estudio estadístico, a partir de un número mínimo de corridas de simulación numérica basadas en el método del diseño experimental. Esta herramienta está integrada con los principales simuladores del mercado como ECLIPSE® y Simview-ATHOS®, con la finalidad de analizar el efecto de la incertidumbre de los parámetros en las respuestas de la simulación.

De este modo, el propósito general de COUGAR® es manejar la incertidumbre en modelos de yacimientos.

COUGAR® es una aplicación que provee herramientas para tomar en cuenta toda la incertidumbre en la evaluación del yacimiento, a través de:

- Análisis de sensibilidad para identificar, de todas las incertidumbres especificadas, cuáles realmente influyen los resultados de la evaluación del yacimiento

- Un análisis para cuantificar el riesgo asociado con las incertidumbres influyentes y para optimizar el esquema de producción tomando en cuenta estos riesgos
- Un análisis de riesgo técnico-económico que permite tomar en cuenta tanto el impacto de las incertidumbres técnicas como el de las incertidumbres económicas

Dentro de sus aplicaciones, considera incertidumbres estocásticas en el modelo estático del yacimiento, como mapas estructurales y realizaciones geoestadísticas. También considera incertidumbres determinísticas, tales como permeabilidades relativas y presiones capilares en su modelo dinámico. Maneja los parámetros controlables del esquema de desarrollo, por ejemplo localizaciones de pozos, y las incertidumbres económicas, tales como precio del petróleo. Permitiendo, de esta forma, cuantificar el impacto de todas estas incertidumbres en cualquier salida del modelo de yacimiento.

Esta herramienta se divide en seis módulos que permiten realizar el análisis de incertidumbre en un modelo de yacimiento, a saber:

1. Módulo de Sensibilidad: después de determinar todos los parámetros inciertos del yacimiento, y sus rangos de incertidumbre, se procede a definir la cantidad de corridas de simulación a realizar (a través de técnicas de diseño experimental), para evaluar la influencia de cada uno de ellos sobre el modelo de yacimiento
2. Módulo de Análisis de Riesgo: el análisis de riesgo es el adecuado para realizar predicciones de producción probabilísticas exactas. Aplicando la técnica de diseño experimental en los parámetros influyentes se realizan una serie de simulaciones, y luego los resultados son integrados para obtener una estimación del comportamiento del modelo del yacimiento usando una metodología de superficie de respuesta (RSM)

3. Módulo de Optimización: después de realizar un análisis de riesgo, este módulo permite obtener la configuración óptima del esquema de producción sin ninguna simulación adicional del modelo del yacimiento. Después de ser localizada dicha configuración, automáticamente se descarga una corrida de simulación para confirmar la predicción. Este módulo también permite comparar diferentes escenarios optimizados conjuntamente con un análisis de riesgo
4. Módulo de ajuste de incertidumbre: las incertidumbres del yacimiento pueden ser significativamente reducidas por tomar en cuenta los datos de producción. De esta forma, esta aplicación permite contrarrestar el dominio de incertidumbre con respecto a la disponibilidad de los datos de producción
5. Módulo Económico: en este módulo se pueden tomar decisiones para diferentes esquemas de desarrollo en un ambiente de riesgo. Con este fin, la distribución probabilística efectuada en el módulo de análisis de riesgo puede ingresarse a una hoja de cálculo de datos económicos
6. Módulo de Cálculo: este módulo permite combinar varios resultados de producción y factores influyentes, a fin de calcular las funciones objetivo que mejor se ajusten a la meta final. Por otra parte es posible obtener resultados de producción adicionales por interpolación

3.5.3. ECLIPSE 300- Opción Térmica

La suite de simulación ECLIPSE® consiste en tres simuladores: ECLIPSE 100 especializado en el modelaje de petróleo negro, ECLIPSE 300 especializado en modelaje composicional y FrontSim, especializado en el estudio de líneas de corriente.

ECLIPSE 300 es un simulador composicional con ecuaciones de estado cúbicas. Dentro de las opciones de este simulador se encuentra la opción térmica.

Los métodos de recuperación térmica son usados generalmente en los yacimientos de petróleo pesado, en donde la viscosidad del petróleo es alta a la temperatura de yacimiento, pero se reduce a medida que la temperatura del mismo aumenta. Usando la opción térmica del simulador ECLIPSE 300 se pueden simular varios tipos de procesos de recuperación térmica: procesos que involucren la inyección de vapor, inyección de fluidos calientes o gas, calentadores de pozos, combustión, entre otros.

El simulador ha sido diseñado para manejar altas presiones (1-100 bar) y altas temperaturas (1-700°F).

Se permiten cuatro fases en la simulación:

- Una fase petróleo que contiene sólo componentes hidrocarburos
- Una fase gas que contiene componentes hidrocarburos y agua
- Una fase agua que contiene sólo el componente agua
- Una fase sólida

En ECLIPSE 300 la opción térmica puede ser usada de dos formas:

- Petróleo vivo, usando los valores K para definir el equilibrio
- Petróleo muerto, cuando los componentes hidrocarburos no son volátiles

Este simulador contiene seis secciones de archivos de datos, las cuales son necesarias para realizar una simulación, estas son descritas a continuación:

- RUNSPEC: en esta sección se incluyen los datos generales del modelo, tales como: el título de la simulación, las dimensiones de la malla, fases presentes en el yacimiento, fluidos presentes en el modelo y una cierta cantidad de comandos que permiten establecer las características generales de la simulación

- GRID: en esta sección se introducen al simulador las características estructurales del yacimiento y sus propiedades, tales como: mapas estructurales, isópacos, topes, información sísmica, porosidad, permeabilidad, NTG, características térmicas del yacimiento y de la roca adyacente al mismo, entre otras

- PROPS: en esta sección se introducen al simulador las características de los fluidos (parámetros PVT), las propiedades de interacción roca-fluidos (las presiones capilares, permeabilidades relativas), propiedades de la roca (tales como la compresibilidad), y las características térmicas de los fluidos

- SOLUTION: en esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes en el mismo (datum, presión al datum, profundidad de los contactos)

- SUMMARY: en esta sección se especifican las variables que se requieren como salida del simulador, para su futura utilización en la interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser visualizados en forma de gráficos

- SCHEDULE: en esta sección se asignan los datos de pozos tales como: ubicación, completaciones o eventos, condiciones de producción o inyección, entre otros

3.5.4. Modelo de Pozo Multi-Segmentado [2]

El modelo de pozo multi-segmentado es una extensión especial, que está disponible tanto en ECLIPSE 100 como en ECLIPSE 300. Provee una descripción detallada del flujo en el pozo. Esta herramienta esta específicamente diseñada para pozos horizontales y multilaterales, aunque puede ser usada para proporcionar un análisis más detallado del flujo en pozos verticales y desviados. Como en el modelo de pozo estándar, las ecuaciones son resueltas con el método totalmente implícito y simultáneamente con las ecuaciones de yacimiento, con el fin de proveer estabilidad.

La descripción detallada de las condiciones de flujo se obtiene dividiendo el pozo (y cualquier ramificación) en un número determinado de segmentos. Cada segmento tiene su propio grupo de variables independientes para describir las condiciones locales de flujo. En ECLIPSE 300 hay N_c+3 variables por segmento (donde N_c es el número de componentes hidrocarburos): la presión del fluido, la tasa flujo molar total y las densidades molares del agua y de cada componente hidrocarburo fluyendo. Cada segmento puede tener completaciones en una o más celdas del modelo de yacimiento, o en ninguna si no hay completaciones en esa localización. Las variables dentro de cada segmento son evaluadas resolviendo la ecuación de balance de materiales para cada fase o componente y una ecuación de caída de presión que toma en cuenta la hidrostática local y los gradientes de presión por fricción y aceleración. La caída de presión puede ser calculada de un modelo de flujo homogéneo en donde todas las fases fluyen a la misma velocidad, o de un modelo *Drift Flux* que permite el deslizamiento entre las fases. Alternativamente, el diferencial de presión puede derivarse de tablas VFP pre-calculadas que pueden ofrecer mayor exactitud y pueden proporcionar la capacidad de modelar los estranguladores.

Estructura de los segmentos

Un pozo multi-segmentado puede ser considerado como una colección de segmentos arreglados (ver Figura 3.5). Cada segmento consiste de un nodo y un *flowpath* hasta el nodo del segmento vecino. El nodo del segmento es colocado al final del mismo, que es en la posición más alejada del cabezal del pozo. Cada nodo cae a una

profundidad específica, y tiene una presión que es determinada por los cálculos del modelo de pozo. También cada segmento tiene una longitud, diámetro, rugosidad, área y volumen específicos.

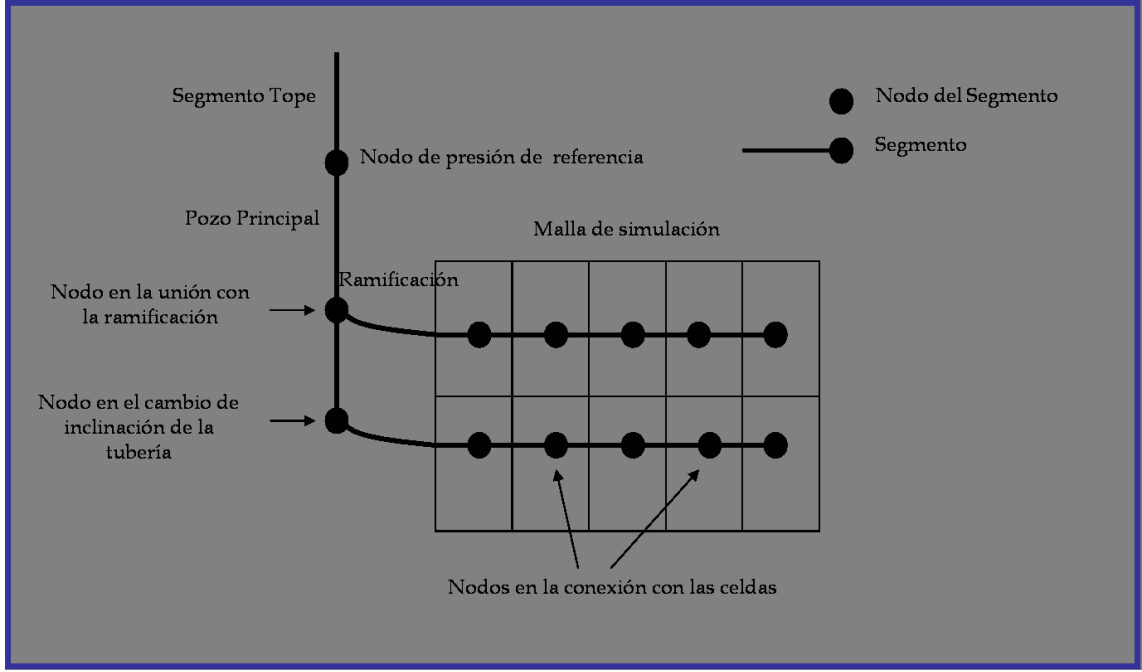


Figura 3.5: Pozo Multilateral segmentado. Modificado de [7]

El flujo de las celdas entra al pozo a través de los nodos. El nodo de un segmento puede aceptar flujo desde cualquier número de conexiones de celdas. ECLIPSE coloca la conexión de cada celda al segmento cuyo nodo está más cercano.

El número óptimo de segmentos requeridos para modelar un pozo depende de la preferencia entre velocidad de simulación y precisión.

Flujo de los pozos

El flujo de fluido en las conexiones está dado por la siguiente relación:

$$q_{pj} = T_{wj} M_{pj} (P_j + H_{cj} - P_n - H_{cn}) \quad (3.12)$$

donde:

q_{pj} : es la tasa de flujo de la fase p en la conexión j , a condiciones normales en ECLIPSE 100 y en condiciones de yacimiento en ECLIPSE 300. El flujo se toma como positivo de la formación al pozo y negativo del pozo a la formación.

T_{wj} : es el factor de transmisibilidad en la conexión.

M_{pj} : es la movilidad de la fase en la conexión.

P_j : es la presión en la celda que contiene la conexión.

H_{cj} : es la presión de la columna hidrostática entre la profundidad de la conexión y la profundidad del centro de la celda.

P_n : es la presión del nodo del segmento n asociado.

H_{cn} : es la presión de la columna hidrostática entre el nodo del segmento n y la profundidad de la conexión.

Modelo de Pozos Multi-Segmentados en procesos térmicos

El **flujo de energía** entre la celda y el nodo del segmento asociado está dada por la siguiente ecuación:

$$q_{ej} = T_{wj} \cdot \sum_p M_{epj} \cdot (P_j + H_{cj} - P_n - H_{nc}) \quad (3.13)$$

donde:

q_{ej} : es la tasa de flujo de energía en la conexión j . El flujo se toma positivo de la formación al pozo, y negativo del pozo a la formación.

T_{wj} : es el factor de transmisibilidad en la conexión.

M_{epj} : es la movilidad de energía en cada fase en la conexión.

P_j : es la presión en la celda que contiene la conexión.

H_{cj} : es la presión de la columna hidrostática entre la profundidad de la conexión y la profundidad del centro de la celda.

P_n : es la presión del nodo del segmento n asociado.

H_{nc} : es la presión de la columna hidrostática entre el nodo del segmento n y la profundidad de la conexión.

La **transferencia conductiva de calor** puede ocurrir a lo largo del pozo, transversalmente al pozo (entre la tubería y el revestidor), y entre el pozo y la formación.

La transferencia de calor transversalmente a un volumen pequeño está dada por la siguiente fórmula, la cual es utilizada para calcular la conducción de calor a lo largo del pozo:

$$Q = -K \cdot A \cdot \frac{\partial T}{\partial X} \quad (3.14)$$

donde:

K : es la conductividad térmica.

A : es el área trasversal.

Para una longitud de un anular cilíndrico, esta fórmula puede ser integrada sobre los radios para dar:

$$Q = \frac{L}{R} \cdot (T_i - T_o) \quad (3.15)$$

donde la resistencia térmica específica del anular es dada por:

$$R = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{K} \cdot \ln \frac{r_o}{r_i} \quad (3.16)$$

donde:

L : es la longitud de la tubería.

T_i : es la temperatura en el radio interno r_i .

T_o : es la temperatura en el radio externo r_o .

La resistencia de un anular fino es calculada sustituyendo $r_o = r_i + \Delta r$, para dar:

$$R = \frac{1}{2\Pi} \cdot \frac{\Delta r}{K} \cdot \frac{1}{r_i} \quad (3.17)$$

Esta segunda ecuación de calor es utilizada para calcular la conducción de calor del pozo a la formación. Para las pérdidas de calor desde un segmento a una celda del yacimiento, la transferencia de calor ocurre desde el fluido en el segmento transversalmente a la pared de la tubería, el aislante, el anular, la pared del revestidor, el cemento, la formación alterada y la formación no alterada.

La resistencia térmica en estos casos se define sumando términos:

$$\begin{aligned} R_h = & \left(\frac{1}{2\Pi} \right) \frac{1}{h_f \cdot r_i} + \frac{1}{h_{pi} \cdot r_i} + \frac{\ln(r_o/r_i)}{\lambda_p} + \dots \\ & \dots + \frac{1}{h_{Po} \cdot r_o} + \frac{\ln(r_{ins}/r_o)}{\lambda_{ins}} + \frac{1}{h_{rcan} \cdot r_{ins}} + \dots \\ & \dots + \frac{\ln(r_{co}/r_{ci})}{\lambda_p} + \frac{\ln(r_w/r_{co})}{\lambda_{cem}} + \frac{\ln(r_{ea}/r_w)}{\lambda_{ea}} + \frac{f(t_D)}{\lambda_E} \end{aligned} \quad (3.18)$$

donde:

h_f : es el coeficiente de transferencia de calor entre el fluido dentro de la tubería y la tubería.

h_{pi} : es el coeficiente de transferencia de calor a través de cualquier depósito o sucio en la pared interna de la tubería.

λ_p : es la conductividad térmica de la tubería.

h_{Po} : es el coeficiente de transferencia de calor a través del contacto entre la tubería y el aislante.

λ_{ins} : es la conductividad térmica del aislante.

h_{rcan} : es el coeficiente de transferencia de calor debido a la radiación y la convección en el anular.

λ_p : es la conductividad térmica de la pared del revestidor.

λ_{cem} : es la conductividad térmica del cemento.

λ_{ea} : es la conductividad térmica de la zona alterada.

$f(t_D)$: es la función del tiempo que refleja la resistencia térmica de la formación.

λ_E : es la conductividad térmica de la formación no alterada.

Como R_h sólo se puede especificar como una constante, la función dependiente del tiempo $f(t_D)$ debe ser aproximada.

La ecuación 3.15 se utiliza para calcular la conducción de calor de un segmento a otro segmento. De este modo, la transferencia de calor entre la tubería y el revestidor puede ser calculada a partir de ella, siempre y cuando el pozo multi-segmentado haya sido configurado con segmentos de la tubería interna y el revestidor.

La resistencia térmica es:

$$R_h = \frac{1}{2\Pi} \left[\frac{1}{h_f \cdot r_i} + \frac{1}{h_{Pi} \cdot r_i} + \frac{\ln(r_o/r_i)}{\lambda_p} + \frac{1}{h_{Po} \cdot r_o} + \frac{1}{h_f \cdot r_o} \right] \quad (3.19)$$

donde:

h_{Po} : es el coeficiente de transferencia de calor a través de cualquier depósito o sucio en la pared externa.

3.5.5. Opción de Paralelo del Simulador ECLIPSE®

La opción de paralelo permite que la simulación de un modelo sea distribuida en un número específico de procesadores. Esto permite que grandes simulaciones sean llevadas a cabo en un menor periodo de tiempo del que tomaría una simulación convencional. Esta opción puede ser utilizada tanto en simulaciones de petróleo negro como en simulaciones composicionales.

La opción paralelo está diseñada para ser usada de una forma sencilla: sólo se necesita agregar un *Keyword* para correr un modelo en modo paralelo. También se pueden utilizar una serie de *Keywords* adicionales para ajustar el modelo para un óptimo rendimiento.

3.6. Modelo Térmico de Simulación

En esta sección, se exponen las características generales que tiene un modelo térmico en el simulador ECLIPSE®[®], con la finalidad de esclarecer cómo calcula el simulador ciertas características referentes a la roca, los fluidos, las pérdidas de calor, entre otras.

3.6.1. Propiedades de la roca

A continuación se presentan las propiedades de la roca que se requieren definir en un modelo térmico de simulación.

Capacidad calorífica de la roca

La entalpía por unidad de volumen de la roca es dada por:

$$H_r = C_{r0} \cdot (T - T_{ref}) + \frac{C_{r1} \cdot (T - T_{ref})^2}{2} \quad (3.20)$$

donde:

C_{r0} : es la capacidad calorífica volumétrica de la roca, que se define a través del *keyword* HEATCR.

C_{r1} : es el coeficiente de temperatura, que se define a través del *keyword* HEATCRT.

T_{ref} : es la temperatura de referencia, que se define a través del *keyword* STCOND.

Conductividad térmica y transmisibilidad

La conductividad térmica de la roca y el líquido que llena la celda se define a través del *keyword* THCONR.

Las transmisibilidades térmicas se calculan de forma similar que las transmisibilidades de flujo, usando la conductividad térmica en lugar de las permeabilidades.

Las transmisibilidades térmicas pueden ser multiplicadas por un factor dependiente de la saturación (Λ). Se asume que la transmisibilidad térmica es función solamente de la saturación de gas (S_g). No se distingue entre la transmisibilidad térmica de una roca llena con petróleo y la transmisibilidad térmica de una roca llena con agua.

El multiplicador Λ se define como:

$$\Lambda = (1 - \alpha \cdot S_g) \quad (3.21)$$

donde:

α : se especifica a través del *keyword* THCONSF.

3.6.2. Curvas de Permeabilidad Relativa

Es posible definir una dependencia de las curvas de permeabilidad relativa con la temperatura a través de los *keywords* ENPTVT, ENKRVT y ENPCVT.

3.6.3. Propiedades de los Fluidos

Petróleo

La opción térmica en ECLIPSE 300 es posible manejarla de dos formas diferentes:

- Petróleo vivo, usando los valores K para definir el equilibrio

- Petróleo muerto, cuando los componentes hidrocarburos son no volátiles

Como los modelos de simulación fueron construidos utilizando la opción de petróleo muerto, a continuación se definen las propiedades de los fluidos referentes a la misma.

Las propiedades que se deben definir en esta opción son:

- Densidad: la densidad del petróleo se define a través de la ecuación:

$$\rho_o = \frac{\rho_{ref,o}}{[1 - c_{Po}(P - P_{ref})][1 + c_{T1}(T - T_{ref}) + c_{T2}(T - T_{ref})^2]} \quad (3.22)$$

donde:

c_{Po}, c_{T1}, c_{T2} : son la compresibilidad del petróleo, y los coeficientes de expansión térmica, respectivamente, definidos a través del *keyword* OILCOMPR.

$\rho_{ref,o}$: es la densidad del petróleo a la presión de referencia y se define a través del *keyword* DENSITY.

T_{ref} y P_{ref} : son las condiciones de referencia, y se definen a través del *keyword* STCOND.

- Calor específico: se usa un calor específico constante, definido a través del *keyword* OILSPECH.
- Viscosidad: La viscosidad puede ser definida en forma de tabla en función de la temperatura a través del *keyword* OILVISCT.

Agua y Vapor

Las propiedades del agua y del vapor son las siguientes:

- Valores K : los valores K del agua, K_{ww} , se definen como la presión de saturación del agua $P_b(T)$ dividida entre la presión.

$$K_{ww} = \frac{P_b}{P} \quad (3.23)$$

La temperatura y presión de saturación pueden ser encontradas a través de las ecuaciones:

$$P_b = \left(\frac{T}{a} \right)^{\frac{1}{b}} \quad (3.24)$$

$$T_b = a \cdot P^b \quad (3.25)$$

donde: a=180.89 y b=0.2350 cuando la temperatura está medida en °C y la presión en MPa.

- Densidad: la densidad del agua puede ser calculada de varias formas; usando una función analítica interna, usando una función analítica con coeficientes definidos por el usuario, o usando tablas de vapor internas. La función analítica interna, que es la opción por defecto (y la usada en los modelos), tiene la siguiente forma (*keyword* THANALB):

$$\rho_w = \frac{A_0 + A_1 T_C + A_2 T_C^2 + A_3 T_C^3 + A_4 T_C^4 + A_5 T_C^5}{1 + A_6 T_C} \cdot e^{c_{Pw}(P_p - A_7)} \quad (3.26)$$

donde:

ρ_w : es la densidad del agua (kg/m^3).

T_C : es la temperatura ($^{\circ}C$).

P_p : es la presión (MPa).

c_{Pw} : es la compresibilidad del agua, definida a través del *keyword* PVTW.

$A_0=999.83952$

$A_1=16.955176$

$A_2=-7.987 \times 10^{-3}$

$A_3=-46.170461 \times 10^{-6}$

$A_4=105.56302 \times 10^{-9}$

$A_5=-280.54353 \times 10^{-12}$

$A_6=16.87985 \times 10^{-3}$

$A_7=10.2$

- Densidad del vapor: la densidad del vapor puede ser calculada de dos formas; usando una función analítica interna, o usando tablas de vapor internas. La función analítica interna se usa por defecto si el *keyword* THANALB es usado. La densidad del vapor es calculada a partir de de la ley de gases reales:

$$\rho_g = \rho_{gb} \frac{T_b}{T} \quad (3.27)$$

donde:

T_b : es la temperatura de ebullición.

ρ_{gb} : es la densidad a la temperatura de ebullición (kg/m^3).

La densidad del vapor de agua saturado se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$\rho_{gb} = \exp [C_0 + C_1 T_{bk} + C_2 T_{bk}^2 + C_3 T_{bk}^3 + C_4 T_{bk}^4 + C_5 T_{bk}^5] \quad (3.28)$$

donde:

T_{bk} : es la temperatura de ebullición ($^{\circ}K$).

$C_0 = -93.7072$

$C_1 = 0.833941$

$C_2 = -0.003208$

$C_3 = 6.57652 \times 10^{-6}$

$C_4 = -6.93747 \times 10^{-9}$

$C_5 = 2.97203 \times 10^{-12}$

- Energías y Entalpías: la energía y entalpía del vapor y el agua son leídas de tablas de vapor.
- Viscosidad del agua: la viscosidad del agua puede ser definida en forma de tabla, o en forma de función que es la opción por defecto (y la usada en los modelos). La forma funcional es la siguiente:

$$\mu_w = \frac{1}{A_w + B_w T_C + C_w T_C^2} \quad (3.29)$$

donde:

T_C : es la temperatura ($^{\circ}C$).

$A_w=0.1323$

$B_w=0.03333$

$C_w=7.643 \times 10^{-6}$

- Viscosidad del vapor: la viscosidad del vapor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\mu_g = A_g + B_g T_C + C_g P_p^{D_g} \quad (3.30)$$

donde:

T_C : es la temperatura ($^{\circ}C$).

P_p : es la presión (MPa).

$A_g=4.9402 \times 10^{-3}$

$B_g=5.0956 \times 10^{-5}$

$C_g=2.9223 \times 10^{-6}$

$D_g=2.5077$

3.6.4. Pérdidas de calor

Las pérdidas de calor hacia los alrededores del yacimiento pueden ser modeladas utilizando los *keywords* ROCKDIMS, ROCKPROP y ROCKCON.

Se pueden utilizar dos métodos para calcular las pérdidas de calor: un método numérico y un método analítico. En el método numérico la tasa de pérdida de calor por unidad de área esta dada por:

$$-k \cdot \frac{\partial T}{\partial n}_{n=0} \quad (3.31)$$

donde:

k : es la conductividad.

$\frac{\partial T}{\partial n}$: es el gradiente de temperatura afuera del yacimiento, que se encuentra resolviendo

do la siguiente ecuación:

$$c \cdot \frac{\partial T}{\partial t} = k \cdot \frac{\partial^2 T}{\partial n^2} \quad (3.32)$$

donde:

c : es la capacidad calorífica de la roca.

En el método analítico la pérdida de calor por unidad de área en un tiempo Δt está dada por:

$$\int_0^\infty c \cdot T(t + \Delta t) dn - \int_0^\infty c \cdot T(t) dn \quad (3.33)$$

3.6.5. Inyección de agua, vapor y gas

La inyección de un fluido como agua, vapor, gas, o una mezcla de los tres, puede ser especificada a través del *keyword* WCONINJE.

La entalpía del fluido inyectado es calculada de los datos ingresados a través del *keyword* WINJTEMP. Si el fluido inyectado contiene solo vapor y agua, existen cuatro formas de ingresar los datos:

1. Calidad y temperatura del vapor
2. Calidad y presión del vapor
3. Presión y temperatura del vapor
4. Entalpía y presión del vapor

Las primeras dos formas pueden ser usadas para la inyección de agua en estado saturado (cuando la calidad está entre 0 y 1). La entalpía del fluido inyectado es

calculada como:

$$H_i = X \cdot H_s^{sat}(P_i, T_i) + (1 - X) \cdot H_w^{sat}(P_i, T_i) \quad (3.34)$$

donde:

H_i : es la entalpía del fluido inyectado.

X : es la calidad del fluido inyectado.

H_s^{sat} : es la entalpía del vapor saturado.

H_w^{sat} : es la entalpía del líquido saturado.

P_i : es la presión de saturación.

T_i : es la temperatura de saturación.

La tercera forma puede ser usada para la inyección de una sola fase (agua o vapor), y la entalpía es determinada a través de las tablas de vapor:

$$H_i = H_w(P_i, T_i), (P_i \succ P_{sat}(T_i)) \quad (3.35)$$

$$H_i = H_s(P_i, T_i), (P_i \prec P_{sat}(T_i)) \quad (3.36)$$

La cuarta forma puede ser utilizada en cualquiera de los casos.

La temperatura a la presión de fondo del pozo, es calculada a partir de la ecuación 3.37, ya que a la presión de fondo, la entalpía de inyección es igual a la entalpía especificada en el *keyword* WINJTEMP.

$$H(P_w, T_w) = H_i(P_i, T_i) \quad (3.37)$$

donde:

P_w : es la presión en el fondo del pozo.

T_w : es la temperatura a la presión de fondo del pozo.

Capítulo 4

Resultados

4.1. Modelo de Simulación

Tal como se expresó anteriormente, cuando se construyó el modelo de simulación se procedió a realizar el escalamiento de la malla para obtener el tamaño de celda óptimo.

Como se puede observar en la Figura 4.1, el tiempo de simulación para cada uno de los tamaños de celdas utilizados difiere en gran medida: en general, a menor tamaño de celda mayor es el tiempo de simulación requerido. De este modo, para simular 1 año del proceso con la malla más refinada se requiere de aproximadamente 20 horas. Por esta razón, tomando en cuenta que el tiempo de evaluación para el proceso es de 10 años, fué necesario encontrar un tamaño de celda que permitiera obtener una precisión similar a la del modelo más refinado, pero con un menor requerimiento de tiempo de cómputo.

Con este fin, se analizaron los resultados obtenidos de petróleo y agua producidos, y resultó que el tamaño de celda que presentaba menor error (con respecto a los resultados de la malla más refinada) era el de (5,200,5), con diferencias de aproximadamente 5 % para el petróleo producido y 2 % para el agua producida (ver figuras 4.2 y 4.3). De este modo, este fue el tamaño de celda utilizado en todos los modelos construidos.

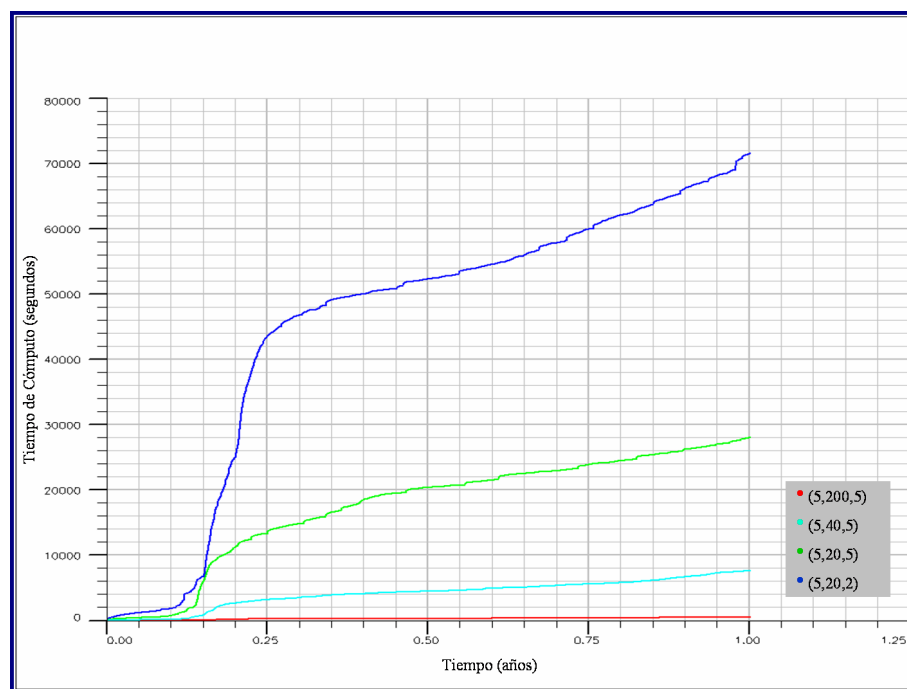


Figura 4.1: Tiempo de Cómputo

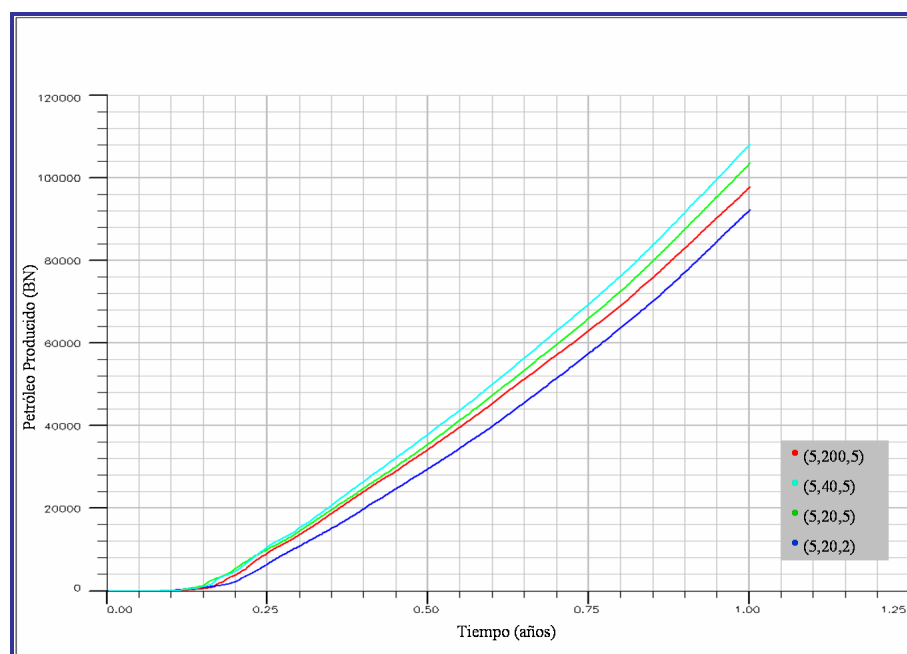


Figura 4.2: Producción de Petróleo Acumulada

En la Figura 4.4 se muestra uno de los modelos de simulación contruidos, en donde se puede observar la heterogeneidad de las propiedades de la malla (en este

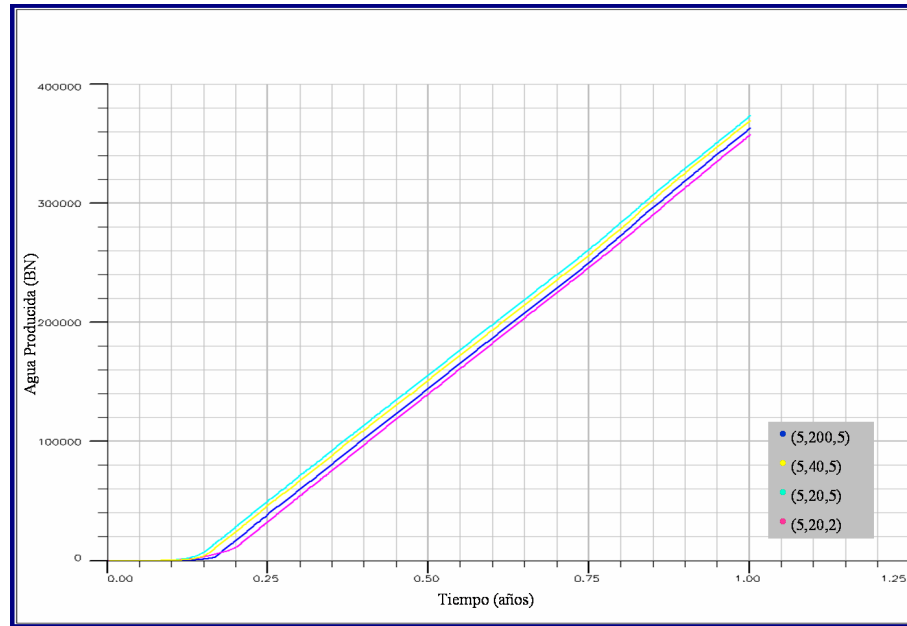


Figura 4.3: Producción de Agua Acumulada

caso la porosidad) y los dos pozos SAGD horizontales.

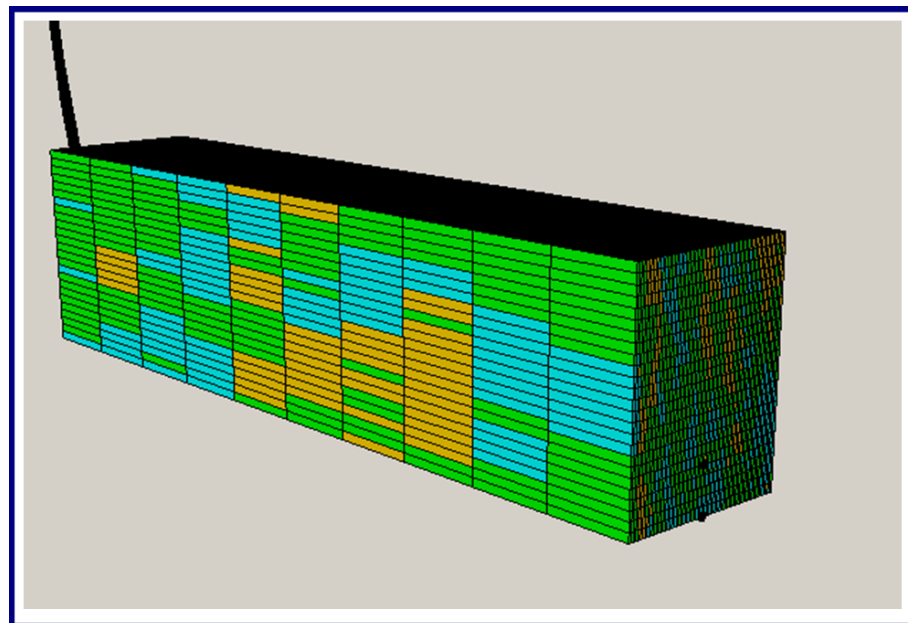


Figura 4.4: Modelo de simulación

4.2. Estudio de Sensibilidad

El diseño experimental que se utilizó para obtener el modelo de superficie de respuesta lineal con los 12 parámetros seleccionados fue del tipo Factorial Fraccional con resolución IV. El número de experimentos que generó este diseño fue 32, los cuales se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 4.1: Simulaciones del estudio de sensibilidad

Sim	L	h	Φ_m	σ_Φ	K_v/K_h	T_i	$^\circ API$	P_i	S_v	T	Q_{iny}	X
1	1000	60	0.2	0.0025	0.3	110	10	350	15	15	500	0.6
2	3000	60	0.2	0.0025	0.3	150	16	1600	15	45	1500	0.8
3	1000	200	0.2	0.0025	0.3	150	16	350	45	45	500	0.6
4	3000	200	0.2	0.0025	0.3	110	10	1600	45	15	1500	0.8
5	1000	60	0.34	0.0025	0.3	150	10	1600	45	15	1500	0.6
6	3000	60	0.34	0.0025	0.3	110	16	350	45	45	500	0.8
7	1000	200	0.34	0.0025	0.3	110	16	1600	15	45	1500	0.6
8	3000	200	0.34	0.0025	0.3	150	10	350	15	15	500	0.8
9	1000	60	0.2	0.0075	0.3	110	16	1600	45	15	500	0.8
10	3000	60	0.2	0.0075	0.3	150	10	350	45	45	1500	0.6
11	1000	200	0.2	0.0075	0.3	150	10	1600	15	45	500	0.8
12	3000	200	0.2	0.0075	0.3	110	16	350	15	15	1500	0.6
13	1000	60	0.34	0.0075	0.3	150	16	350	15	15	1500	0.8
14	3000	60	0.34	0.0075	0.3	110	10	1600	15	45	500	0.6
15	1000	200	0.34	0.0075	0.3	110	10	350	45	45	1500	0.8
16	3000	200	0.34	0.0075	0.3	150	16	1600	45	15	500	0.6
17	1000	60	0.2	0.0025	0.9	110	10	350	15	45	1500	0.8
18	3000	60	0.2	0.0025	0.9	150	16	1600	15	15	500	0.6
19	1000	200	0.2	0.0025	0.9	150	16	350	45	15	1500	0.8
20	3000	200	0.2	0.0025	0.9	110	10	1600	45	45	500	0.6
21	1000	60	0.34	0.0025	0.9	150	10	1600	45	45	500	0.8
22	3000	60	0.34	0.0025	0.9	110	16	350	45	15	1500	0.6

23	1000	200	0.34	0.0025	0.9	110	16	1600	15	15	500	0.8
24	3000	200	0.34	0.0025	0.9	150	10	350	15	45	1500	0.6
25	1000	60	0.2	0.0075	0.9	110	16	1600	45	45	1500	0.6
26	3000	60	0.2	0.0075	0.9	150	10	350	45	15	500	0.8
27	1000	200	0.2	0.0075	0.9	150	10	1600	15	15	1500	0.6
28	3000	200	0.2	0.0075	0.9	110	16	350	15	45	500	0.8
29	1000	60	0.34	0.0075	0.9	150	16	350	15	45	500	0.6
30	3000	60	0.34	0.0075	0.9	110	10	1600	15	15	1500	0.8
31	1000	200	0.34	0.0075	0.9	110	10	350	45	15	500	0.6
32	3000	200	0.34	0.0075	0.9	150	16	1600	45	45	1500	0.8

Una vez que se realizaron las 32 simulaciones correspondientes, se obtuvo el modelo de superficie de respuesta lineal del petróleo producido acumulado a los diez años, cuyos coeficientes se muestran en la tabla 4.2.

La ecuación de la superficie de respuesta se construyó a partir de los coeficientes de la tabla 4.2, quedando de la forma siguiente:

$$\begin{aligned}
N_p = & 3,309E06 \cdot a - 2,885E04 \cdot API + 3,821E07 \cdot \sigma_\Phi - 1,472E05 \cdot K_v / K_h - 272,353 \cdot L \dots \\
& \dots + 67,537 \cdot P_i - 1,090E07 \cdot \Phi_m - 1,724E03 \cdot Q_{iny} - 2,836E04 \cdot S_v - 777,16 \cdot T_i \dots \\
& \dots - 6,259E04 \cdot T - 6,680E05 \cdot X - 4,465E03 \cdot h + 1,158E03 \cdot L \cdot \Phi_m + 0,157 \cdot L \cdot Q_{iny} \dots \\
& \dots - 4,719 \cdot L \cdot S_v + 3,255E03 \cdot \Phi_m \cdot Q_{iny} + 1,998E05 \cdot \Phi_m \cdot T + 2,060E03 \cdot Q_{iny} \cdot X \dots \\
& \dots + 493,509 \cdot S_v \cdot T + 199,715 \cdot T_i \cdot S_v + 3,469E03 \cdot h \cdot K_v / K_h + 2,362E04 \cdot h \cdot \Phi_m \quad (4.1)
\end{aligned}$$

De este modo, se logró obtener el gráfico Pareto (ver Figura 4.5), que permite cuantificar la influencia de los parámetros sobre la respuesta seleccionada, que en este caso es el petróleo producido acumulado a los diez años.

Tabla 4.2: Coeficientes del modelo de superficie de respuesta lineal

Intercepto (a)	3.309E+06
$^{\circ}API$	-2.885E+04
σ_{Φ}	3.821E+07
K_v/K_h	-1.472E+05
L	-272.353
P_i	67.537
Φ_m	-1.090E+07
Q_{iny}	-1.724E+03
S_v	-2.836E+04
T_i	-777.16
T	-6.259E+04
X	-6.680E+05
h	-4.465E+03
$L : \Phi_m$	1.158E+03
$L : Q_{iny}$	0.157
$L : S_v$	-4.719
$\Phi_m : Q_{iny}$	3.255E+03
$\Phi_m : T$	1.998E+05
$Q_{iny} : X$	2.060E+03
$S_v : T$	493.509
$T_i : S_v$	199.715
$h : K_v/K_h$	3.469E+03
$h : \Phi_m$	2.362E+04

Los valores indicados a la derecha de cada barra del gráfico dan la contribución relativa de cada parámetro, y la línea roja vertical indica cuáles parámetros son más influyentes en la respuesta seleccionada. De este modo, los parámetros más influyentes en el petróleo producido acumulado durante operaciones SAGD son: el espesor de la arena, la porosidad media del yacimiento, la temperatura inicial, la desviación estándar de la porosidad, la relación K_v/K_h , los $^{\circ}API$ del crudo, la tasa de inyección de vapor, la duración del periodo de precalentamiento, la calidad del

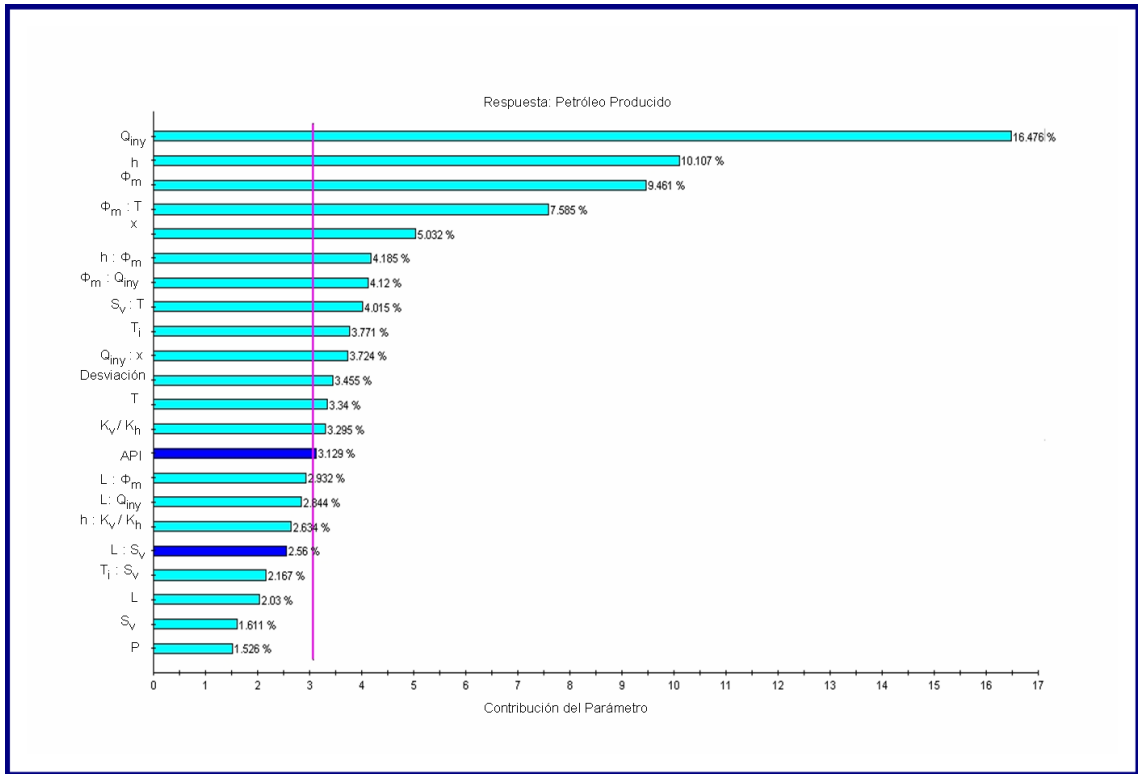


Figura 4.5: Influencia de los parámetros sobre el petróleo producido acumulado vapor inyectado, y la distancia vertical entre el pozo inyector y productor. Algunos de estos parámetros influyen directamente y otros a través de interacciones con otros parámetros.

4.3. Estudio de Optimización

El diseño experimental que se utilizó para obtener el modelo de superficie de respuesta cuadrático con los parámetros de mayor influencia en el proceso SAGD fue el diseño de Cubo con Cara Centrada. El número de experimentos que generó este diseño fue 53, los cuales se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 4.3: Simulaciones de la superficie de respuesta para la optimización

Sim	$^{\circ}API$	σ_{Φ}	K_v/K_h	Φ_m	Q_{iny}	S_v	T_i	T	X	h
1	10	0.0025	0.3	0.2	500	15	110	15	0.8	200
2	10	0.0025	0.3	0.2	1500	15	110	45	0.6	60
3	10	0.0025	0.3	0.34	500	15	150	15	0.6	60
4	10	0.0025	0.3	0.34	1500	15	150	45	0.8	200
5	10	0.0025	0.9	0.2	500	45	110	15	0.6	60
6	10	0.0025	0.9	0.2	1500	45	110	45	0.8	200
7	10	0.0025	0.9	0.34	500	45	150	15	0.8	200
8	10	0.0025	0.9	0.34	1500	45	150	45	0.6	60
9	10	0.0075	0.3	0.2	500	45	150	45	0.8	60
10	10	0.0075	0.3	0.2	1500	45	150	15	0.6	200
11	10	0.0075	0.3	0.34	500	45	110	45	0.6	200
12	10	0.0075	0.3	0.34	1500	45	110	15	0.8	60
13	10	0.0075	0.9	0.2	500	15	150	45	0.6	200
14	10	0.0075	0.9	0.2	1500	15	150	15	0.8	60
15	10	0.0075	0.9	0.34	500	15	110	45	0.8	60
16	10	0.0075	0.9	0.34	1500	15	110	15	0.6	200
17	16	0.0025	0.3	0.2	500	45	150	45	0.6	200
18	16	0.0025	0.3	0.2	1500	45	150	15	0.8	60
19	16	0.0025	0.3	0.34	500	45	110	45	0.8	60
20	16	0.0025	0.3	0.34	1500	45	110	15	0.6	200
21	16	0.0025	0.9	0.2	500	15	150	45	0.8	60

22	16	0.0025	0.9	0.2	1500	15	150	15	0.6	200
23	16	0.0025	0.9	0.34	500	15	110	45	0.6	200
24	16	0.0025	0.9	0.34	1500	15	110	15	0.8	60
25	16	0.0075	0.3	0.2	500	15	110	15	0.6	60
26	16	0.0075	0.3	0.2	1500	15	110	45	0.8	200
27	16	0.0075	0.3	0.34	500	15	150	15	0.8	200
28	16	0.0075	0.3	0.34	1500	15	150	45	0.6	60
29	16	0.0075	0.9	0.2	500	45	110	15	0.8	200
30	16	0.0075	0.9	0.2	1500	45	110	45	0.6	60
31	16	0.0075	0.9	0.34	500	45	150	15	0.6	60
32	16	0.0075	0.9	0.34	1500	45	150	45	0.8	200
33	10	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.7	130
34	16	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.7	130
35	13	0.0025	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.7	130
36	13	0.0075	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.7	130
37	13	0.005	0.3	0.27	1000	30	130	30	0.7	130
38	13	0.005	0.9	0.27	1000	30	130	30	0.7	130
39	13	0.005	0.6	0.2	1000	30	130	30	0.7	130
40	13	0.005	0.6	0.34	1000	30	130	30	0.7	130
41	13	0.005	0.6	0.27	500	30	130	30	0.7	130
42	13	0.005	0.6	0.27	1500	30	130	30	0.7	130
43	13	0.005	0.6	0.27	1000	15	130	30	0.7	130
44	13	0.005	0.6	0.27	1000	45	130	30	0.7	130
45	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	110	30	0.7	130
46	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	150	30	0.7	130
47	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	15	0.7	130
48	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	45	0.7	130
49	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.6	130
50	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.8	130
51	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.7	60
52	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.7	200

53	13	0.005	0.6	0.27	1000	30	130	30	0.7	130
----	----	-------	-----	------	------	----	-----	----	-----	-----

Una vez que se realizaron las 53 simulaciones correspondientes, se obtuvo el modelo de superficie de respuesta cuadrático del petróleo producido acumulado a los diez años, cuyos coeficientes se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 4.4: Coeficientes del modelo de superficie de respuesta cuadrático

Intercepto (a)	2.217E+06
$^{\circ}API$	-1.229E+05
σ_{Φ}	-1.090E+08
K_v/K_h	-2.583E+05
Φ_m	-4.829E+06
Q_{iny}	-986.948
S_v	2.931E+04
T_i	2.954E+03
T	-1.421E+04
X	-3.742E+06
h	6.449E+03
$^{\circ}API:K_v/K_h$	3.522E+04
$^{\circ}API:\Phi_m$	-2.604E+05
$^{\circ}API:Q_{iny}$	-22.51
$^{\circ}API:h$	-160.788
$\sigma_{\Phi}:K_v/K_h$	-436.606
$\sigma_{\Phi}:\Phi_m$	397.916
$\sigma_{\Phi}:h$	1.298E+05
$K_v/K_h:\Phi_m$	1.384E+06
$K_v/K_h:S_v$	9.078E+06
$K_v/K_h:h$	1.913E+03
$\Phi_m:Q_{iny}$	3.527E+03
$\Phi_m:S_v$	-5.547E+03

$\Phi_m:T$	5.659E+04
$Q_{iny}:S_v$	3.814E+03
$Q_{iny}:X$	1.053E+03
$Q_{iny}:h$	2.283
$S_v:T$	424.617
$S_v:h$	-5.653E+05
$T_i:h$	8.593E+06
S_v^2	-360.552
h^2	-21.94

La ecuación de la superficie de respuesta se puede construir a partir de los coeficientes anteriores, tomando la forma siguiente:

$$\begin{aligned}
N_p = & 2,217E06 \cdot a - 1,229E05 \cdot API - 1,09E08 \cdot \sigma_\Phi - 2,583E05 \cdot K_v/K_h... \\
& ... - 4,829E06 \cdot \Phi_m - 986,948 \cdot Q_{iny} + 2,931E04 \cdot S_v + 2,954E03 \cdot T_i... \\
& ... - 1,421E04 \cdot T - 3,742E06 \cdot X + 6,449E03 \cdot h + 3,522E04 \cdot API \cdot K_v/K_h... \\
& ... - 2,604E05 \cdot API \cdot \Phi_m - 22,51 \cdot API \cdot Q_{iny} - 160,788 \cdot API \cdot h - 436,606 \cdot \sigma_\Phi \cdot K_v/K_h... \\
& ... + 397,916 \cdot \sigma_\Phi \cdot \Phi_m + 1,298E05 \cdot \sigma_\Phi \cdot h + 1,384E06 \cdot K_v/K_h \cdot \Phi_m + 9,078E06 \cdot K_v/K_h \cdot S_v... \\
& ... + 1,913E03 \cdot K_v/K_h \cdot h + 3,527E03 \cdot \Phi_m \cdot Q_{iny} - 5,547E03 \cdot \Phi_m \cdot S_v + 5,659E04 \cdot \Phi_m \cdot T... \\
& ... + 3,814E03 \cdot Q_{iny} \cdot S_v + 1,053E03 \cdot Q_{iny} \cdot X + 2,283 \cdot Q_{iny} \cdot h + 424,617 \cdot S_v \cdot T... \\
& ... - 5,653E05 \cdot S_v \cdot h + 8,593E06 \cdot T \cdot h - 360,552 \cdot S_v^2 - 21,94 \cdot h^2 \quad (4.2)
\end{aligned}$$

Este modelo obtenido tiene una precisión de 0.992 y una predictividad de 0.911, lo que demuestra un buen ajuste de la respuesta en el dominio de los factores. Esto puede observarse gráficamente en las figuras 4.6 y 4.7.

Se realizaron dos simulaciones de confirmación para comprobar la predictividad del modelo de superficie de respuesta. En las figuras 4.8 y 4.9 se muestran estas

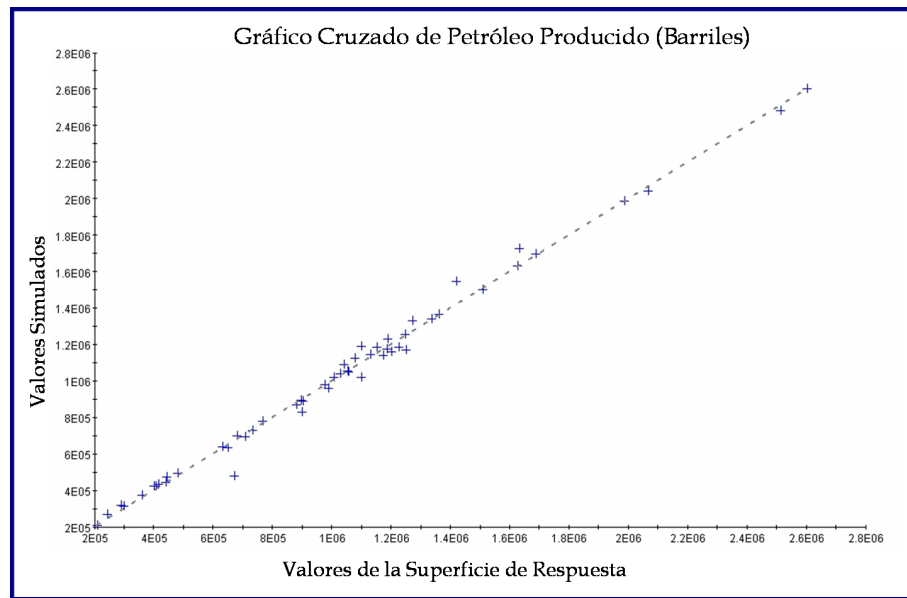


Figura 4.6: Gráfico Cruzado del Modelo Cuadrático

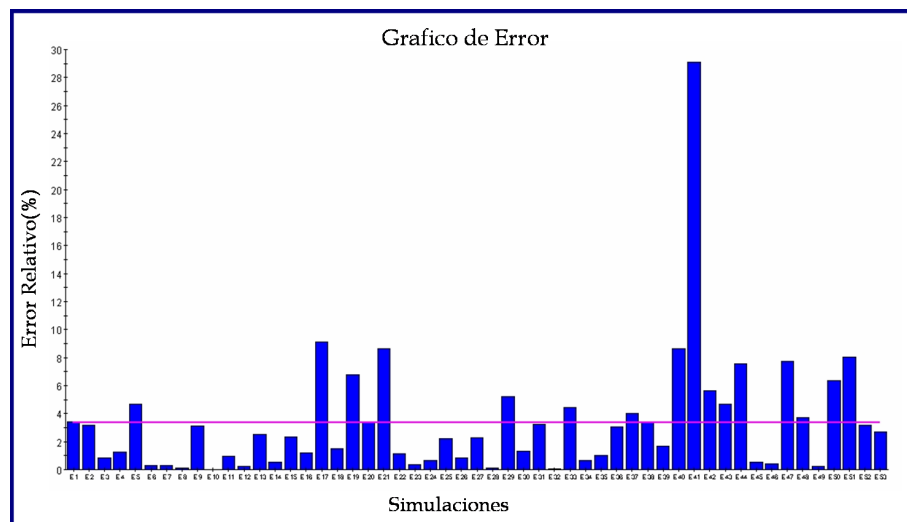


Figura 4.7: Gráfico de Error del Modelo Cuadrático

simulaciones en el gráfico cruzado y el gráfico de error.

Una vez que se obtuvo el modelo de superficie de respuesta y se confirmó su predictividad, se realizaron optimizaciones sobre un yacimiento con las propiedades medias de los yacimientos tipo de la Faja Petrolífera del Orinoco utilizando los algoritmos de optimización incluidos en COUGAR®.

$Q_{iny}(B/d)$	1500
$S_v(\text{pies})$	40.245
T (días)	45
X	0.8
$N_p(\text{óptimo})$	1.872E+06

Si ahora el tiempo de precalentamiento y la calidad del vapor inyectado se dejan en sus valores medios (30 días y 0.7, respectivamente), los valores óptimos de la tasa de inyección de vapor y el espaciamiento entre los pozos son:

$Q_{iny}(B/d)$	1500
$S_v(\text{pies})$	34.357
$N_p(\text{óptimo})$	1.64E+06

Si ahora solo se optimiza el espaciamiento entre los pozos, fijando la tasa de inyección de vapor en su valor medio (1000 B/d), su valor óptimo sería:

$S_v(\text{pies})$	32.77
$N_p(\text{óptimo})$	1.156E+06

En la Figura 4.10 se muestra gráficamente el petróleo producido acumulado a los diez años obtenido en los tres casos optimizados.

De esta forma, el modelo de superficie de respuesta puede ser utilizado para realizar la optimización de los parámetros que sean necesarios, asignándole a los parámetros restantes valores constantes que se encuentren comprendidos en el dominio establecido.

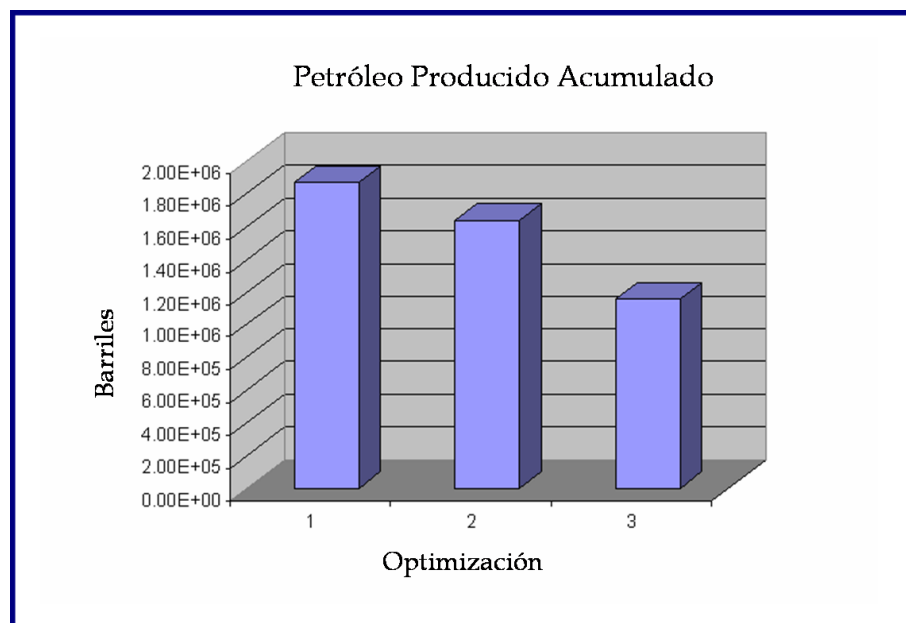


Figura 4.10: Petróleo producido acumulado a los diez años

Capítulo 5

Análisis de Resultados

5.1. Estudio de Sensibilidad

Tal como se reflejó en el gráfico Pareto, los parámetros de yacimiento de mayor impacto en la producción de petróleo durante el proceso SAGD en los yacimientos característicos de la Faja Petrolífera del Orinoco son: el espesor de la arena, la porosidad media del yacimiento, la temperatura inicial, la desviación estándar de la porosidad, la relación K_v/K_h y los $^{\circ}API$ del crudo.

En cuanto a los parámetros operacionales, los que resultaron más influyentes en el proceso son: la tasa de inyección de vapor, la duración del periodo de precalentamiento, la calidad del vapor inyectado, y la distancia vertical entre el pozo inyector y el pozo productor.

En la tabla 5.1 se muestra la contribución de los parámetros estudiados a la variabilidad del petróleo producido en diez años, obtenida del estudio de sensibilidad realizado.

A continuación, se realizará el análisis de cada uno de estos parámetros, dividiéndolos en parámetros de yacimiento, operacionales e interacciones de parámetros.

Tabla 5.1: Contribución de los parámetros a la variabilidad del petróleo producido en diez años

Parámetro	Contribución(%)
Q_{iny}	16.476
h	10.107
Φ_m	9.461
$\Phi_m : T$	7.585
X	5.032
$h : \Phi_m$	4.185
$\Phi_m : Q_{iny}$	4.12
$S_v : T$	4.015
T_i	3.771
$Q_{iny} : X$	3.724
σ_Φ	3.455
T	3.34
K_v/K_h	3.295
$^\circ API$	3.129

5.1.1. Parámetros de Yacimiento

El **espesor de la arena**, fue el parámetro de yacimiento que resultó más influyente para el proceso, con una contribución de 10 % aproximadamente a la variabilidad del petróleo producido. De esta forma, puede esperarse que a mayor espesor de la arena mayor sea la producción de petróleo en el proceso SAGD.

El segundo parámetro de yacimiento de mayor relevancia fué la **porosidad de la roca reservorio**, con una contribución de 9 % aproximadamente a la variabilidad del petróleo producido. Este parámetro, además de contribuir directamente al contenido de hidrocarburos presentes en la roca, está relacionado con la permeabilidad de la arena (a través de la ecuación 3.1), que por la naturaleza del proceso SAGD, es una de las características determinantes en el éxito del proceso. De esta forma, la gran influencia de la porosidad se atribuye a la relación que se estableció entre ésta y

la permeabilidad. En consecuencia, altas permeabilidades de la roca reservorio resultarán en factores de recobro más altos. En este sentido, Nasr [21] investigó el efecto de la permeabilidad en el proceso SAGD y, en líneas generales, concluyó que bajas permeabilidades disminuyen la producción de petróleo e impiden el crecimiento de la cámara de vapor.

La **temperatura inicial del yacimiento** también es un parámetro influyente en el proceso, con una contribución de 4 % aproximadamente a la variabilidad del petróleo producido. Esta influencia puede atribuirse al hecho de que la viscosidad del crudo en el yacimiento depende de la temperatura del mismo. De esta forma, a medida que aumenta la temperatura inicial del yacimiento disminuye la viscosidad inicial del crudo presente en el mismo, favoreciendo de esta forma la producción de petróleo en el proceso.

La **desviación estándar de la porosidad** tiene una contribución de 3 % aproximadamente en la variabilidad del petróleo producido. La desviación estándar de la porosidad representa la heterogeneidad de las propiedades de la roca del yacimiento, lo que significa que el proceso se ve influenciado por las heterogeneidades presentes en la arena. Existen varios estudios previos realizados en torno a la influencia de las heterogeneidades del yacimiento:

Joshi [22] realizó estudios usando inyectores horizontales y verticales en el proceso SAGD. Encontró que usar pozos inyectores verticales con pozos productores horizontales daban mejores recobros en yacimientos con barreras lutíticas, en lugar de usar ambos pozos horizontales.

Yang y Butler [23] estudiaron dos tipos de heterogeneidades en el yacimiento. Primero, los yacimientos que contienen pequeñas capas lutíticas y segundo, yacimientos que contienen capas de diferentes permeabilidades (dos capas). Ellos encontraron que las pequeñas capas no afectaban demasiado el desarrollo del proceso SAGD, sin embargo, una gran barrera decrece ligeramente la tasa de producción.

Shin y Polikar [24] expresaron que los cambios verticales de permeabilidad afecta-

ban el rendimiento del proceso SAGD: llegaron a la conclusión de que tener permeabilidades menores en la parte superior de la arena era más favorable que tenerlas en la parte inferior de la misma, ya que durante el proceso SAGD, el crudo calentado fluye hacia el pozo productor a medida que se inyecta el vapor, y en esa etapa se requiere de mayores permeabilidades. De esta forma, una alta permeabilidad cercana al pozo productor es favorable para el rendimiento del proceso. Además de esto, bajas permeabilidades en la parte superior de la arena pueden hacer que el vapor se propague en la dirección horizontal en vez de hacia la parte superior de la misma, mejorando de esta forma la eficiencia térmica del proceso.

De esta forma, en yacimientos heterogéneos se encuentran diferentes permeabilidades en diferentes zonas y entre los pozos horizontales, lo que resultará en diferentes formas de desarrollo de la cámara de vapor a lo largo del pozo, influyendo directamente en el rendimiento del proceso SAGD.

La **relación permeabilidad vertical a permeabilidad horizontal** (K_v/K_h) tiene una contribución de 3 % aproximadamente en la variabilidad del petróleo producido. Esta influencia es fácilmente explicable, ya que el proceso SAGD se ve altamente afectado por la permeabilidad vertical de la arena, ya que esta es la dirección de flujo del crudo que ha sido drenado, por acción de la gravedad, hacia el pozo productor. Por otra parte, como se expresó anteriormente, la distribución de permeabilidades en el yacimiento influye directamente en el desarrollo de la cámara de vapor. De esta forma, es razonable afirmar que a mayor relación K_v/K_h mejor es el rendimiento del proceso, lo que coincide con los resultados obtenidos en estudios realizados previamente [22], que indican que la presencia de fracturas verticales, perpendiculares a los pozos horizontales, mejoran la tasa de petróleo producida.

Los **°API del crudo** tienen una contribución de 3 % aproximadamente en la variabilidad del petróleo producido. Esto se debe a que los **°API** están directamente relacionados con la densidad del crudo, y ésta con la viscosidad cinemática del crudo a través de la ecuación 5.1. Y como puede observarse en la ecuación 2.1, la posible tasa de petróleo que se puede obtener de operaciones SAGD está relacionada con la viscosidad cinemática del crudo.

$$v_s = \frac{\mu}{\rho_o} \quad (5.1)$$

5.1.2. Parámetros Operacionales

En cuanto a los parámetros operacionales, el de mayor relevancia resultó ser la **tasa de inyección de vapor**, con una contribución a la variabilidad del petróleo producido de 16 % aproximadamente. De hecho este parámetro resultó ser el de mayor influencia en el proceso. La tasa de inyección de vapor es de vital importancia para el desarrollo de la cámara de vapor, y por ende, para el éxito del proceso SAGD. De hecho, Nasr [21] en su estudio del proceso SAGD en un modelo a escala, encontró que existía una correlación entre el tamaño de la cámara de vapor y el petróleo producido.

La **calidad del vapor inyectado** también resultó ser un parámetro influyente, con una contribución de 5 % aproximadamente en la variabilidad del petróleo producido. Como es conocido, la calidad de una sustancia pura, como es el caso del agua, se define como el cociente entre la masa de vapor y la masa total de la sustancia, cuando ésta se encuentra en estado saturado, es decir, a presión y temperatura de saturación. De esta forma, las propiedades de una sustancia saturada dependen de su calidad y, en consecuencia, la entalpía del vapor de agua inyectado al yacimiento depende de la calidad que tenga el mismo. De este modo, la cantidad de calor que el vapor de agua es capaz de transmitir al yacimiento va a variar en función de su calidad: a mayor calidad mayor entalpía, y por ende, mayor calor inyectado al yacimiento. Es por esta razón, que la eficiencia del proceso SAGD se ve afectada por la calidad que tenga el vapor inyectado al yacimiento.

El **periodo de precalentamiento** tiene una contribución de 3 % aproximadamente en la variabilidad del petróleo producido. Esto refleja la importancia de realizar un periodo de calentamiento del yacimiento previo a las operaciones SAGD, con el fin de calentar el crudo y aumentar su movilidad inicial.

5.1.3. Interacción de parámetros

La **interacción entre la porosidad media de la roca reservorio y la duración del periodo de precalentamiento**, resultó ser de bastante importancia, con una contribución de 8 % aproximadamente. Tal como se mencionó anteriormente, el periodo de precalentamiento se realiza con la intención de calentar el crudo que se encuentra entre los pozos, con la finalidad de disminuir su viscosidad y de esta forma aumentar su movilidad. En consecuencia, la eficiencia del periodo de precalentamiento depende directamente de la conductividad térmica del reservorio, ya que a partir de las conductividades térmicas se calculan las transmisibilidades térmicas, que determinan la transferencia de calor desde el pozo hacia el yacimiento. Es por esta razón, que el periodo de precalentamiento se ve relacionado con la porosidad de la roca reservorio, ya que la conductividad térmica depende de la porosidad de la roca tal como se puede observar en la sección 3.2.1. En términos generales, se puede afirmar que a menor porosidad mayor es la eficiencia del periodo de precalentamiento, ya que la conductividad de la roca es mucho mayor que la conductividad de los fluidos.

La **interacción entre el espesor de la arena y la porosidad media de la roca reservorio**, tiene una contribución de 4 % aproximadamente. Nuevamente, esta interacción podría atribuirse a la relación entre la permeabilidad (dependiente directamente de la porosidad) y el espesor de la arena, ya que en estudios realizados anteriormente por Shin y Polikar [8], se encontró que el producto de la permeabilidad con el espesor de la arena es un parámetro de gran importancia, y determinante en la aplicabilidad del proceso a un determinado yacimiento. En líneas generales, mientras mayor sea este producto mejores condiciones posee el yacimiento para la aplicación del proceso SAGD.

La **interacción entre la porosidad media de la roca reservorio y la tasa de inyección de vapor** tiene una contribución de 4 % aproximadamente a la variabilidad del petróleo producido. Anteriormente, ya se discutió la influencia en el proceso de ambos parámetros por separado. Como se expresó, la permeabilidad (relacionada directamente con la porosidad) afecta el crecimiento de la cámara de vapor,

y es por eso que para que ocurra un desarrollo favorable de la misma, es necesario tener una combinación de buenas permeabilidades en el yacimiento en conjunto con tasas de inyección de vapor apropiadas.

La **interacción entre la distancia vertical entre los pozos horizontales y la duración del periodo de precalentamiento** tiene una contribución de 4 % aproximadamente a la variabilidad del petróleo producido. Esta relación se debe a que el periodo de precalentamiento se realiza con la finalidad de calentar el área que se encuentra entre ambos pozos horizontales y, de este modo, es lógico que esté afectado por el espaciamiento vertical entre los pozos. Por esta razón, es importante escoger un espaciamiento vertical entre los pozos que permita obtener una mayor producción y un periodo de precalentamiento más corto.

La **interacción entre la tasa de inyección de vapor y la calidad del vapor inyectado** tiene una contribución de 4 % aproximadamente a la variabilidad del petróleo producido. Como se expresó anteriormente, la calidad del vapor inyectado esta directamente relacionada con la cantidad de energía capaz de transmitir el vapor al yacimiento. De esta forma, la interacción entre tasa de inyección de vapor y la calidad del mismo, representan la energía que es transmitida al yacimiento.

5.2. Estudio de Optimización

Como se expresó anteriormente, el modelo de superficie de respuesta cuadrático que se obtuvo en esta etapa de estudio presentó una precisión de 0.992 y una predictividad de 0.911.

La precisión del modelo de superficie de respuesta es una medida de la distancia entre los valores pronosticados por el modelo y la respuesta simulada en los puntos del diseño. De este modo, el coeficiente de precisión representa la calidad del modelo con respecto a los valores simulados. Por esta razón, se puede decir que el modelo obtenido de petróleo acumulado a los diez años ajusta muy bien a los valores simulados y su calidad es buena en este sentido.

Como puede observarse en la Figura 4.7, la mayoría de las simulaciones presentan un error relativo menor que el error medio de 3.373 %, representado por la línea roja horizontal. No obstante, hay que destacar que una de las simulaciones no es bien ajustada por el modelo de superficie de respuesta, presentando un error de 29 % aproximadamente.

Por otro lado, el coeficiente de predictividad del modelo mide la distancia media entre el valor de una respuesta simulada, y_i , y su valor pronosticado a través del modelo de superficie de respuesta ajustado usando todos los parámetros excepto y_i . De esta forma, a medida que este coeficiente se acerque más a 1, la calidad del modelo en relación con su predictividad aumenta.

Las simulaciones de confirmación se realizaron con el fin de chequear la predictividad del modelo en puntos que no hayan sido tomados en cuenta a través del diseño experimental. Como puede observarse en las figuras 4.8 y 4.9, el modelo de superficie de respuesta tiene una buena predictividad en puntos diferentes a los del diseño experimental utilizado para su construcción. En la figura 4.9 se puede apreciar que las simulaciones de confirmación realizadas presentan un error de 6 % aproximadamente, lo que puede considerarse un error bajo.

De esta forma, puede afirmarse que la predictividad del modelo obtenido es buena, ya que se obtuvo un buen coeficiente de predictividad y las confirmaciones presentaron un error relativo bajo.

Una vez que se confirmó la predictividad del modelo, se realizaron una serie de optimizaciones para completar la metodología de optimización propuesta.

Inicialmente, se realizó la optimización de todos los parámetros operacionales incluidos en el modelo de superficie de respuesta, dejando los parámetros de yacimiento en sus valores medios, para evaluar un yacimiento con propiedades medias de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se obtuvo que la combinación de parámetros operacionales que producen mayor cantidad de petróleo producido en 10 años es:

una tasa de inyección de 1500 B/d , un espaciamiento vertical de pozos de 40 *pies* aproximadamente, un periodo de precalentamiento de 45 días y una calidad de vapor inyectado de 0.8.

En la segunda optimización realizada, se fijaron el tiempo de precalentamiento y la calidad del vapor inyectado en 30 días y 0.7, respectivamente, dando como resultado una tasa de inyección óptima de 1500 B/d y un espaciamiento vertical de 34 *pies*, aproximadamente.

En la tercera y última optimización realizada, se fijó la tasa de inyección de vapor en 1000 B/d , además de los valores fijados anteriormente, para optimizar solamente el espaciamiento vertical entre los pozos, obteniéndose un espaciamiento óptimo de 32 *pies* aproximadamente.

Se puede observar que en los casos en donde se optimizó la tasa de inyección de vapor, dieron como resultado que la tasa de inyección óptima era 1500 B/d , es decir, la máxima tasa del rango propuesto. Es lógico pensar que a mayor tasa de inyección de vapor se obtendrá mayor recobro de petróleo en el proceso SAGD, sin embargo, es importante tener en cuenta la relación entre el espaciamiento vertical de los pozos y la tasa de inyección de vapor, con el fin de no inyectar a tasas tan altas que el vapor inyectado sea producido directamente a través del pozo productor, disminuyendo así la eficiencia térmica del proceso.

Es interesante el resultado obtenido con respecto al periodo de precalentamiento: en el primer caso, en donde uno de los parámetros optimizados fué el periodo de precalentamiento, se reportó que su valor óptimo era de 45 días, es decir, el valor máximo propuesto. Esto quiere decir, que a pesar de que este periodo representa un intervalo de tiempo sin producción de petróleo, es de vital importancia para el desarrollo apropiado del proceso.

En cuanto a la calidad del vapor inyectado, el valor óptimo reportado en el primer caso fue de 0.8, siendo este el valor máximo propuesto. Esto refleja la necesidad de que el vapor inyectado llegue al yacimiento con la calidad máxima que las condi-

ciones operacionales permitan.

El óptimo espaciamiento vertical entre los pozos varió en las tres condiciones de optimización propuestas, lo que refleja la sensibilidad de este parámetro, y deja a simple vista que para cada yacimiento y para las condiciones operacionales impuestas, existe un espaciamiento vertical entre pozos que dará como resultado un mejor desempeño del proceso SAGD.

Si se observan los valores de petróleo producido acumulado en los tres casos de optimización, se aprecia que en el caso en donde se optimizaron todos los parámetros operacionales se obtiene mayor cantidad de petróleo acumulado a los diez años. Cuando se fijaron algunos parámetros operacionales en valores diferentes a los óptimos, se disminuyó el recobro en el proceso. La diferencia porcentual de petróleo producido entre el primer y el segundo caso es de 12 % aproximadamente, y entre primero y el tercero es de 38 % aproximadamente, lo que refleja la importancia de realizar optimizaciones en los parámetros operaciones para obtener proyectos SAGD de mayor éxito económico.

Capítulo 6

Conclusiones

1. Para implementar el proceso SAGD en un determinado yacimiento, deben ser consideradas ciertas propiedades fundamentales que tienen gran influencia en el proceso, a saber: el espesor de la arena, la permeabilidad, la relación permeabilidad vertical a permeabilidad horizontal, la viscosidad inicial del crudo presente en el yacimiento, la densidad del crudo, las heterogeneidades de la roca y la porosidad.
2. La tasa de inyección de vapor es el parámetro operacional de mayor influencia en el proceso SAGD, ya que afecta directamente el desarrollo de la cámara de vapor y además representa la cantidad energía transmitida al yacimiento para calentar el crudo y aumentar su movilidad.
3. El periodo de precalentamiento también es de gran importancia para el desarrollo apropiado del proceso SAGD. Aunque este periodo representa un lapso de tiempo sin producción de petróleo, es necesario que se lleve a cabo, ya que el aumento de la movilidad inicial del crudo, antes del inicio de las operaciones de inyección-producción, es favorable en el rendimiento general del proceso.
4. La calidad del vapor inyectado debe ser tomada en cuenta en la planificación de un proyecto SAGD, ya que influye directamente en la cantidad de energía transmitida al yacimiento. De esta forma, es necesario que el vapor inyectado llegue al yacimiento con la calidad máxima que las condiciones operacionales permitan.
5. Es importante escoger un espaciamiento vertical entre los pozos que permita obtener una mayor producción y un periodo de precalentamiento más corto.

También es importante considerar la relación entre el espaciamiento vertical de los pozos y la tasa de inyección de vapor, con el fin de no inyectar a tasas tan altas que el vapor inyectado sea producido directamente a través del pozo productor.

6. Existe una alta variabilidad del petróleo producido en función de los parámetros operacionales implementados, por lo que es necesario seleccionar estos parámetros con precaución. De esta forma, existe la necesidad de realizar un proceso de optimización de parámetros operacionales, previo a la aplicación del proceso SAGD a un determinado yacimiento.
7. El modelo de superficie de respuesta que se obtuvo para realizar el proceso optimización tiene una excelente predictividad en el dominio de los factores, por lo que los resultados obtenidos de los parámetros operacionales óptimos son confiables y, de esta forma, se demuestra la aplicabilidad de este flujo de trabajo para la optimización del proceso SAGD.

Capítulo 7

Recomendaciones

- Evaluar la eficiencia del proceso SAGD utilizando la relación petróleo-vapor producido, con el fin de cuantificar la cantidad de petróleo que se produce por cada barril de vapor inyectado
- Disminuir la cantidad de parámetros a ser considerados en la construcción de la superficie de respuesta, ya que generalmente a menor número de parámetros mejor es el ajuste de la superficie de respuesta obtenida
- En el caso de que se esté evaluando un yacimiento con características diferentes a las utilizadas en este estudio, no es recomendable utilizar la superficie de respuesta obtenida para realizar la optimización. En este caso, se debe seguir la metodología que se estableció en el presente estudio para generar una nueva superficie de respuesta que ajuste las características del yacimiento en cuestión

Bibliografía

- [1] J. R. Villa and K. Ramírez. Modelo Integrado Subsuelo-Superficie de Campos Costa Afuera de Gas y Gas Condensado del Norte de Paria: Proyecto Mariscal Sucre. Technical report, PDVSA-Intevep, 2005.
- [2] Schlumberger. *ECLIPSE Technical Description*. Schlumberger, 2005.
- [3] T.Ñ. Nasr and O. R. Ayodele. Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. In *paper SPE 97488, SPE International Improved Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malasia, 2005.
- [4] J. J. Finol H. A. Mendoza and R. M. Butler. SAGD, Pilot Test in Venezuela. In *paper SPE 53687, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Caracas, Venezuela, 1999.
- [5] Schlumberger. *Petrel User Guide*. Schlumberger, 2004.
- [6] J. R. Villa. *Geostadística Aplicada*. UCV, Caracas, Venezuela, 2005.
- [7] J. Bennnett T. W. Stone and J. A. Holmes. Thermal Simulation with Multisegmented Wells. In *SPE 66373 SPE Reservoir Simulation Symposium*, Houston, Texas, E.U.A, 2001.
- [8] H. Shin and M. Polikar. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil-Sands Areas. In *paper SPE 95754, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, E.U.A., 2005.
- [9] J. R. Etherington and I. R. McDonald. Is Bitumen a Petroleum Reserve? In *paper SPE 90242, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, E.U.A., 2004.
- [10] R. M. Butler and D. J. Stephens. The gravity drainage of steam heated heavy oil to parallel horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1981.

- [11] G. Korpany T.Ñ.Ñasr, H. Golbeck and G. Pierce. SAGD Operating Strategies. In *SPE 50411 SPE International Conference on Horizontal Well Technology*, Calgary, Canadá, 1998.
- [12] C. V. Deutsch. *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press, Nueva York, E.U.A., 2002.
- [13] R. Vilorio. *Introducción a la Carterización de los Yacimientos*. Geointegration, S.A, Caracas, Venezuela, 2004.
- [14] E. Gringarten J. Alapetite, B. Leflon and J.L. Mallet. Stochastic Modeling of Fluvial Reservoir: The YACS Approach. In *paper SPE 97271, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, E.U.A., 2005.
- [15] S. Srinivasan Jef K. Caers and Andre G. Journel. Geostatistical Quantification of Geological Information for a Fluvial-type North Sea Reservoir . In *paper SPE 56655, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, E.U.A., 1999.
- [16] R. O. Kuehl. *Diseño de Experimentos*. Thomson Learning, México, 2001.
- [17] Schlumberger. *COUGAR User Guide*. Schlumberger, 2005.
- [18] P. Vaca. *Simulación de Yacimientos*. UCV, Caracas, Venezuela, 2003.
- [19] J. R. Villa. Steam Assisted Gravity Drainage Simulation. Technical report, Stanford University, 2002.
- [20] M. R. Carlson. *Practical Reservoir Simulation*. PennWell, E.U.A., 2003.
- [21] G. Korpany T.Ñ.Ñasr, H. Golbeck and G. Pierce. Steam Assited Gravity Drainage (SAGD) in horizontal wells: a visualization model study. In *paper 37521, SPE Internatinal Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, California, E.U.A., 1997.
- [22] S. D. Joshi. A Laboratory Study of Thermal Oil Recovery Using Horizontal Wells. In *paper 14916, SPE/DOE Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery*, Tulsa, E.U.A., 1986.
- [23] G. Yang and R. M. Butler. Effects of Reservoir Heterogeneities on Heavy Oil Recovery by Steam Assisted Gravity Drainage. In *40th Annual Technical Mtg of CIM*, E.U.A., 1989.

- [24] H. Shin and M. Polikar. Review of reservoir parameters to optimize SAGD and Fast-SAGD operating conditions. In *paper 2004-221, CIPC Conference 2004*, Calgary, Canadá, 2004.