

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
Y ARQUITECTURA**
Ciencias de la Tierra

**“CO-INYECCIÓN DE VAPOR Y CO₂
EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS”**

T E S I S

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

DANIEL FUENTES IBARRA

Directores de Tesis:

Dr. Octavio Cazarez Candia

M. en C. Joaquín Rodolfo Hernández Pérez

Ciudad de México, Noviembre 2016



OFICIO N° E.P. y T.234/2016/

Ciudad de México, a 23 de septiembre de 2016.

**C. DANIEL FUENTES IBARRA
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO
DE INGENIERÍA PETROLERA
P R E S E N T E**

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha para elaborarla.

“CO-INYECCIÓN DE VAPOR Y CO₂ EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS”

CONTENDIO

- RESUMEN
- ABSTRACT
- ÍNDICE
- INTRODUCCIÓN
- I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
- II. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE MEDIANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR- CO₂
- III. ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE MEDIANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR- CO₂
- IV. CONDICIONES ÓPTIMAS DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE MEDIANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR -CO₂
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS
- APÉNDICE A** CONCEPTOS TEÓRICOS
- APÉNDICE B** MODELO MATEMÁTICO DE ISCOM
- APÉNDICE C** TABLAS DE VALORES K
- APÉNDICE D** RESULTADOS DEL ANÁLISIS PARAMÉTRICO

A T E N T A M E N T E

“La Técnica al Servicio de la Patria”

Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino



**UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

SMV*mdv.



Ciudad de México, a 30 de septiembre de 2016.

ING. SAÚL MILÁN VALDÉS
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual, "CO- Inyección de Vapor y CO₂ en Yacimientos Homogéneos"** presentado por el pasante del Programa Académico de Ingeniería Petrolera, C. **DANIEL FUENTES IBARRA**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES



ING. JOSÉ LUIS CHÁVEZ-ALVÁREZ



ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE



DR. OCTAVIO CAZAREZ CANDIA



ING. ALEJANDRO LEAL ORTA



ING. GERARDO CANTERA MARTÍNEZ



OFICIO N° E.P. y T.214/2016/

Ciudad de México, a 9 de septiembre de 2016.

**DR. OCTAVIO CAZAREZ CANDIA
PRESENTE**

En atención a la solicitud del C. **DANIEL FUENTES IBARRA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"


Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino



**UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCION ACADÉMICA**

c.c.p. Ing. Azucena Chavira González.- Jefa del Departamento de Formación Profesional Específica
Interesado
Archivo

SMV*gach.



OFICIO N° E.P. y T.215/2016/

Ciudad de México, a 9 de septiembre de 2016.

M. en C. JOAQUÍN RODOLFO HERNÁNDEZ PÉREZ
INVESTIGADOR DE GERENCIA DE RECUPERACIÓN ADICIONAL
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
P R E S E N T E

En atención a la Solicitud del C. **DANIEL FUENTES IBARRA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** y tomando en consideración sus altos méritos profesionales, me es grato invitarlo a dirigir el trabajo de tesis con fines de titulación profesional que por la opción de Tesis Individual, deberá desarrollar el interesado, por lo que solicito a usted, se sirva proponer a esta Subdirección el Tema y Contenido.

En la confianza de que contaremos con su colaboración, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE
“La Técnica al Servicio de la Patria”


Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

SMV*gach.

Agradecimientos

A mi familia, por haberme apoyado en todo momento.

Al Instituto Politécnico Nacional, mi alma máter.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, en especial al Dr. Octavio Cazarez Candia y al M. en C. Joaquín Rodolfo Hernández Pérez, por haberme compartido su conocimiento.

Resumen

En este trabajo de tesis se presenta un estudio de simulación numérica de la co-inyección continua de vapor y CO_2 en yacimientos homogéneos.

El punto de partida del estudio fue el ajuste de un caso base de inyección de vapor reportado en la literatura. A este caso se le agregó un modelo de aceite extrapesado (igualmente validado) para la obtención de propiedades físicas y termodinámicas con el objetivo de simular el fenómeno de transferencia de masa entre fases del caso de inyección de vapor- CO_2 .

Se adaptaron propiedades del campo Samaria Neógeno (tomados de la literatura), al caso de inyección de vapor- CO_2 , optimizando parámetros como: concentración del CO_2 en la corriente de inyección, presión y temperatura de inyección y calidad de vapor saturado. Se determinaron límites de aplicación de la inyección de vapor- CO_2 con el estudio paramétrico antes mencionado.

Se realizó un análisis de energía después de obtener el caso óptimo, para conocer la viabilidad de utilizar la inyección de vapor- CO_2 ; además, se da una discusión de los resultados obtenidos.

Abstract

In this thesis a numerical simulation study, of a continuous steam and CO₂ co-injection in homogeneous reservoirs, is presented.

The starting point was the matching of a steam injection base case reported in literature. An extra heavy oil model (also validated) was incorporated to the base case to obtain thermodynamic and physical properties to simulate, in a steam-CO₂ injection, the mass transfer among phases.

Samaria Neogeno field properties (obtained from literature), were used in the steam-CO₂ injection case, and some parameter were optimized such as: CO₂ concentration in the injection stream, injecting pressure and temperature, and saturated steam quality. The limits for the application of steam-CO₂ injection were determined from the aforementioned parametric study.

An energy analysis was carry out after obtaining the optimum steam-CO₂ injection case, to determine its viability. More over a discussion of results is presented.

Índice

Agradecimientos	6
Resumen	7
Abstract.....	8
Lista de Figuras	11
Lista de Tablas.....	12
Introducción	13
Capítulo I Planteamiento del problema	17
1.1 Objetivos y Alcance	17
1.1.1 Objetivo general	17
1.1.2 Objetivos específicos.....	17
1.2 Justificación	18
1.3 Revisión de literatura	18
1.4 Descripción del problema y metodología.....	21
Capítulo II Inyección continua de vapor solo e inyección de vapor-CO ₂	23
2.1 Inyección continua de vapor	23
2.1.1 Suposiciones del modelo.....	24
2.1.2 Mallado	24
2.1.3 Propiedades del yacimiento	25
2.1.4 Permeabilidades Relativas	29
2.1.5 Distribución del Arreglo de Pozos	32
2.2 Validación	33
2.2.1 Saturación de aceite.....	33
2.2.2 Campo de Temperaturas.....	34
2.2.3 Producción de aceite	35
2.3 Inyección de vapor-CO ₂	36
2.3.1 Generación del modelo de aceite extrapesado en WinProp.....	36
2.3.1.1 Composición del fluido de yacimiento	37
2.3.1.2 Presión de saturación y agrupamiento de componentes	39

2.3.1.3 Prueba de Liberación Diferencial	40
2.3.2 Validación del modelo de aceite extrapesado	42
2.3.3 Importación del modelo de aceite extrapesado	44
Capítulo III Análisis Paramétrico	51
3.1 Datos del Campo Samaria Neógeno	51
3.2 Optimización de parámetros	52
3.2.1 Análisis de independencia de malla	53
3.2.2 Análisis de Concentración de CO ₂	53
3.2.3 Efecto de presión-temperatura	62
3.2.4 Efecto de la calidad del vapor	63
Capítulo IV Resultados de la inyección de vapor-CO ₂	65
4.1 Factor de recuperación.....	65
4.2 Balance de Energía	68
4.3 Efectos generados por CO ₂	70
4.4 Otros resultados	73
4.5 Aportación a la Industria Petrolera.....	75
Conclusiones y recomendaciones	77
Referencias bibliográficas	79
Apéndice A: Conceptos teóricos	81
Apéndice B: Modelo Matemático de ISCOM.....	84
Apéndice C: Tablas de valores K.....	88
Apéndice D: Resultados del análisis paramétrico	91

Lista de Figuras

Figura 1. Proceso de la inyección de vapor-CO ₂	16
Figura 2. Dimensiones del yacimiento a simular.....	23
Figura 3. Dimensiones del mallado.....	25
Figura 4. Viscosidad de Aceite: Caso Base.....	28
Figura 5. Curvas de permeabilidades relativas correspondientes al sistema agua-aceite (Mercado, 2006).....	31
Figura 6. Curvas de permeabilidades relativas correspondientes al sistema gas-aceite (Mercado, 2006).....	32
Figura 7. Comparación de los perfiles de saturación de aceite reportado por Mercado (2006) y obtenido en este trabajo.....	34
Figura 8. Comparación de los perfiles de temperaturas reportado por Mercado (2006) y obtenido en este trabajo.....	35
Figura 9. Producción de aceite.....	36
Figura 10. Relación Gas- Aceite vs Presión con 4 Componentes.....	43
Figura 11. Factor volumétrico del aceite vs Presión con 4 Componentes.....	43
Figura 12. Viscosidad del Aceite vs Presión con 4 Componentes.....	44
Figura 13. Viscosidades de los componentes del aceite extrapesado.....	45
Figura 14. Producción de aceite en frío con 13 componentes y 4 componentes...46	
Figura 15. Producción de aceite con vapor con 13 componentes y 4 componentes.....	46
Figura 16. Producción de aceite con vapor-CO ₂ con 13 y 4 componentes.....	47
Figura 17. Flujo Fraccional de la fase gas a 10 años.....	48
Figura 18. Temperatura después de 35 años de inyección de vapor y vapor-CO ₂	49
Figura 19. Producción de aceite después de 30 años de simulación.....	50
Figura 20. Producción de aceite con vapor solo y vapor-CO ₂ de Hong et al. (1984).....	50
Figura 21. Interacción entre las tres fases del modelo.....	56
Figura 22. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 1-Caso 2.....	57
Figura 23. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 2-Caso 3.....	58
Figura 24. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 3-Caso 4.....	59
Figura 25. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 4-Caso 5.....	61
Figura 26. Producción acumulada vs Presión de inyección.....	63
Figura 27. Calidad vs Producción.....	64
Figura 28. Temperatura del caso vapor solo y caso vapor-CO ₂ después de 1 y 7 años.....	71
Figura 29. Reducción de viscosidad del aceite por miscibilidad.....	72
Figura 30. RGA y Corte de agua del caso óptimo.....	74

Figura 31. CO ₂ producido e inyectado contra tiempo.	74
Figura 32. Perfiles de flujo fraccional de la fase gaseosa y temperatura de ambos casos a 10 años.....	75
Figura 33. Producción de aceite sin detener la inyección de CO ₂ y deteniéndose después de 8 años.....	76

Lista de Tablas

Tabla 1. Propiedades de la roca.	27
Tabla 2. Intercambio de fases para cada componente: Caso Base.....	27
Tabla 3. Densidad, Compresibilidad y Coeficiente de Expansión Térmica: Caso Base.....	29
Tabla 4. Información necesaria para calcular las permeabilidades relativas.	30
Tabla 5. Información de la distribución de pozos.	33
Tabla 6. Comparación de la producción de aceite obtenida por Mercado et al. (2006) y este trabajo.	36
Tabla 7. Composición de los componentes ligeros del fluido de yacimiento	38
Tabla 8. Información de la fracción adicional de Computer Modelling Group (2010)	39
Tabla 9. Composición después del Agrupamiento de Componentes.....	40
Tabla 10. Información de la Prueba de Liberación Diferencial.....	42
Tabla 11. Propiedades del aceite extrapesado.	45
Tabla 12. Producción de aceite a 10 años de los tres casos.	49
Tabla 13. Comparación del aceite reportado y el aceite de este trabajo.	51
Tabla 14. Parámetros de Samaria Neógeno (Arteaga et al., 2012).	52
Tabla 15. Intercambio de fases para cada componente: Caso 1	55
Tabla 16. Intercambio de fases para cada componente: Caso 2.....	56
Tabla 17. Intercambio de fases para cada componente: Caso 3.....	58
Tabla 18. Intercambio de fases para cada componente: Caso 4.....	59
Tabla 19. Intercambio de fases para cada componente: Caso 5.....	60
Tabla 20. Producción de HO y LO a condiciones estándar	65
Tabla 21. Producción de HO y LO a condiciones de yacimiento.	67

Introducción

En la industria petrolera existen tres etapas en la recuperación de hidrocarburos, estas son: (1) La recuperación primaria (en donde la presión del yacimiento es suficiente para vencer las caídas de presión hasta llegar a superficie sin la necesidad de algún agente externo), (2) La recuperación secundaria (en donde el principal objetivo es la inyección de fluidos al yacimiento para reestablecer la presión pero sin llegar a cambiar las propiedades roca-fluido), y (3) la recuperación terciaria o mejorada (en donde se inyectan fluidos que pueden cambiar las propiedades físicas y químicas del yacimiento y a la vez aportar energía para que los hidrocarburos sean expulsados).

La recuperación mejorada se clasifica principalmente en (1) inyección de sustancias miscibles, (2) métodos químicos, (3) métodos térmicos. En este trabajo se abordan los temas de la inyección de sustancias miscibles y los métodos térmicos.

En la inyección de sustancias miscibles, el fluido que es utilizado usualmente es el CO₂ (dióxido de carbono) debido a su alta solubilidad en el aceite a presiones manejables. Este se usa en dos formas; inyección cíclica (Huff and Puff) y la inyección de CO₂ en la periferia del yacimiento seguido de un fluido desplazante, comúnmente agua (WAG, por sus siglas en inglés). La ventaja de la inyección de sustancias miscibles es el incremento de producción por reducción de la viscosidad del aceite y la expansión del volumen de aceite para obtener una mayor presión.

Los métodos térmicos son los más utilizados en la recuperación mejorada de aceite pesado y extrapesado debido a su alta aplicación en el incremento de la producción por (1) la reducción de viscosidad del fluido, (2) reducción de la tensión interfacial, (3) aumento de la temperatura de la roca y fluidos del yacimiento por conducción y convección de calor, (4) cambio de mojabilidad de la roca (aceite por agua), (5) vaporización de la fracción ligera del aceite, etc. Los tipos más comunes de métodos térmicos son: inyección de agua caliente, inyección de vapor, combustión in situ. La

inyección de vapor se clasifica en: (1) inyección cíclica de vapor (Huff and Puff, *en inglés*), la cual consiste en el desplazamiento de vapor a través del pozo durante un periodo de tiempo determinado, seguido del cierre del pozo hasta el tiempo de remojo y la apertura del pozo para la producción del aceite, (2) la inyección continua de vapor (la cual es de gran interés en este trabajo), en donde se inyecta el vapor desde un pozo inyector hacia el yacimiento con el fin de desplazar al aceite hacia el pozo productor, y (3) la inyección de vapor asistida por segregación gravitacional (SAGD, *en inglés*), la cual consiste en la inyección de vapor en un pozo horizontal y por gravedad aumentar la producción en otro pozo horizontal colocado justamente por debajo de él.

Sin embargo, es necesario predecir la reacción del yacimiento ante cada uno de los métodos antes mencionados para obtener mayor recuperación de hidrocarburo. Para determinar el método más apropiado a aplicar en cada yacimiento es necesario recurrir a la simulación numérica de yacimientos. La simulación numérica de yacimientos es una rama de la Ingeniería Petrolera dedicada a la reproducción del comportamiento de las propiedades de yacimiento para comparar y optimizar su explotación. Cabe mencionar que este procedimiento no es tan fácil de realizar debido a que se necesita considerar todos los fenómenos que ocurren y formularlos en un modelo numérico. Por otra parte, el fin no es solamente obtener resultados del simulador, sino que estos deben ser interpretados para concluir cual es la mejor opción.

Existe una gran cantidad de simuladores con los que se pueden reproducir simulaciones según el propósito necesario. En este trabajo se utilizó el software de simulación de yacimientos CMG (Computer Modeling Group). Este software está conformado por cuatro módulos individuales, la interfaz de construcción del modelo y las interfaces de resultados (Gráfico 3D y Gráfico 2D). Dichos módulos se describen a continuación:

1. Simulador "IMEX": Es un simulador de tres fases para la simulación de un aceite negro.
2. Simulador "GEM": Es un simulador multidimensional y eficiente conformado por una ecuación de estado utilizado para el cálculo de los mecanismos de inyección de gas miscible.
3. Simulador "STARS": Es un simulador trifásico utilizado para cálculos de inyección térmica e inyección de gas. Es un simulador térmico de diferencias finitas, multicomponente de cuatro fases (aceite, agua, gas y sólido) completamente implícito. Está conformado por las ecuaciones de balance de energía y masa que cuentan con términos de acumulación, vaporización/condensación, reacciones químicas, conducción térmica, pérdida de calor y flujo de masa y energía (K. Aziz 1987). Las ecuaciones de este simulador están dadas en el Apéndice B.
4. Simulador "WinProp": Es un simulador conformado por ecuaciones de estado utilizado para reproducir el comportamiento de las fases de un fluido multicomponente.

En este trabajo se usará el simulador STARS en combinación con el simulador WinProp.

Co-Inyección de vapor-CO₂

El proceso de la co-inyección de vapor y CO₂ se lleva a cabo de la siguiente manera: El CO₂ y el vapor se inyectan por conductos alternos desde superficie a la misma presión. Estos forman una sola corriente por la tubería de inyección hasta llegar a la formación. A nivel de yacimiento, cercano al pozo se encuentra la zona de vapor, donde se tiene la mayor transferencia de calor hacia los fluidos de formación y las capas subyacente y suprayacente. Cuando el vapor toca por primera vez la formación, este cede la mayoría del calor contenido en él, alcanzando su punto de condensación (se transforma en agua caliente). El agua caliente cede su energía

conforme se aleja del pozo inyector, hasta que no cuenta más con alta temperatura. El CO_2 , se canaliza a través de las zonas de vapor, agua caliente y agua fría, transfiriendo su calor restante a la formación delante de estos frentes, creando una zona miscible en el banco de aceite, en el que los componentes ligeros del aceite se separan de los pesados por destilación y así lograr una producción mayor de aceite. La Figura 1, muestra el proceso de la co-inyección de vapor + CO_2 .

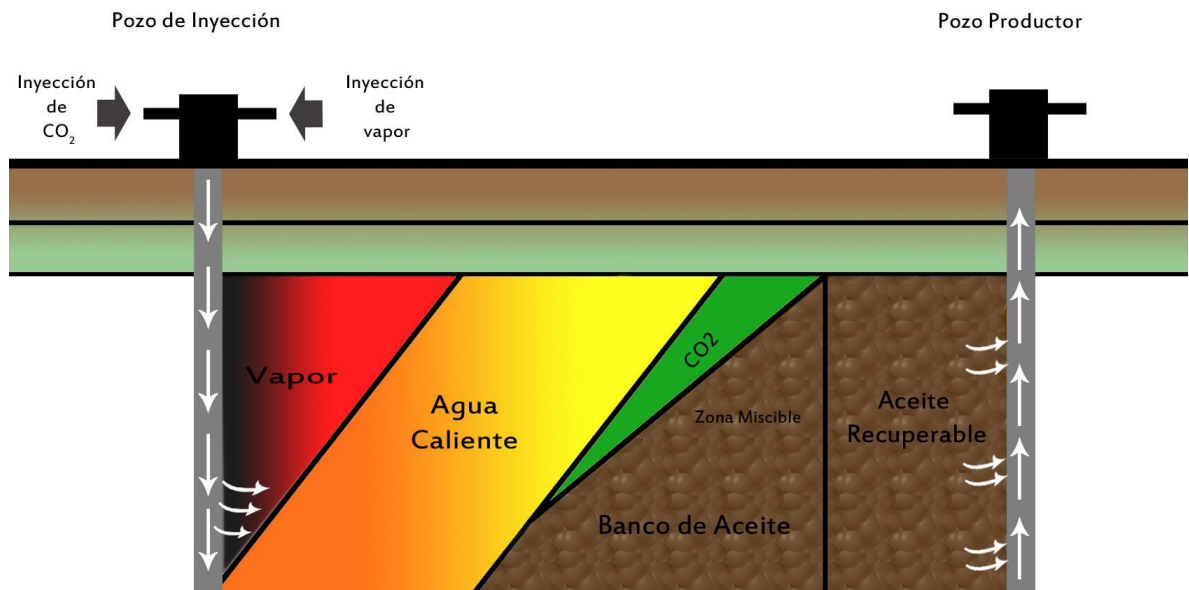


Figura 1. Proceso de la inyección de vapor- CO_2 .

Capítulo I

Planteamiento del problema

1.1 Objetivos y Alcance

1.1.1 Objetivo general

Estudiar la factibilidad de inyectar simultáneamente vapor y CO₂ para la recuperación de aceite extrapesado en yacimientos homogéneos.

1.1.2 Objetivos específicos

- Modelar el proceso de la inyección de vapor-CO₂.
- Obtener coeficientes de equilibrio termodinámico para simular el fenómeno de miscibilidad.
- Determinar los efectos de miscibilidad en la producción de aceite.
- Determinar la viabilidad de adicionar CO₂ a una corriente de vapor
- Determinar los fenómenos que se llevan a cabo en yacimiento debido al CO₂.
- Proponer límites de presión-temperatura de inyección, calidad de vapor saturado y concentración de CO₂ en la corriente de inyección aplicables para la inyección de vapor-CO₂.

1.2 Justificación

En la actualidad, el aceite con baja densidad API (<10) es el reto de la mayoría de las investigaciones debido a que este fluido presenta una movilidad casi nula. En el mundo aproximadamente el 70% de las reservas de aceite es conformado por aceite pesado, extrapesado y bituminoso, por lo que es necesario la búsqueda de nuevas tecnologías para su extracción (Hussein Alboudwarej, 2006).

La co-inyección de vapor y CO_2 en forma continua es una de las tecnologías que hoy en día se encuentra en desarrollo. Este tipo de inyección ayuda en el desplazamiento de aceite de alta gravedad específica (baja densidad API) por la gran reducción de viscosidad. La reducción de la viscosidad del fluido repercute directamente a la movilidad positivamente, ocasionando un aumento en la producción de aceite.

El resultado de la simulación de inyección continua ha sido muy prometedora, por tal motivo se consideró llevar a cabo una simulación de una co-inyección continua de vapor- CO_2 en yacimientos homogéneos y así observar el comportamiento en el factor de recuperación.

1.3 Revisión de literatura

Leung (1983), realizó una simulación para conocer el efecto de la inyección simultánea de vapor y CO_2 utilizando un modelo implícito de vapor (Intercomp). El modelo utiliza el transporte de masa por flujo Darcy, incorporando gravedad, viscosidad y fuerzas capilares. El transporte de calor incluye mecanismos de convección, conducción dentro del yacimiento, y pérdida de calor conductivamente a las capas superior e inferior. Encontró que la mayoría del incremento en la producción de aceite fue causado por la reducción de viscosidad por el CO_2 , disolviéndose éste en el aceite y en el vapor condensado. También concluyó que el

efecto del hinchamiento del aceite por CO₂ no contribuye mucho al incremento en la recuperación.

Claridge and Dietrich (1983), realizaron una simulación para evaluar la canalización viscosa en la inyección simultánea de CO₂ y vapor. Utilizaron un simulador desarrollado por TDC, Inc. Este es un modelo implícito de tres dimensiones que contempla cuatro ecuaciones de conservación de masa y un balance de energía. Considera tres fases: acuosa, hidrocarburo líquido y vapor. Se utilizaron tres ciclos de inyección de vapor y CO₂ simultáneamente. Se determinó que al agregar CO₂ al vapor en proporciones que variaban entre 20/80 a 2/98 durante el tercer ciclo, la recuperación de bitumen disminuyó. La canalización viscosa al inyectar estos gases no se observó en el trabajo realizado. Y finalmente, al incrementar la temperatura hay más perturbación en la permeabilidad que en los cambios de viscosidad.

Stone and Malcolm (1985), realizaron un experimento de inyección de CO₂ en donde 1454 kg de vapor y 75.3 kg de CO₂ fueron inyectados. El aparato utilizado fue de 1.5m de diámetro y 2.7m de altura con bitumen de Athabasca. El experimento fue corroborado con un modelo de simulación de yacimientos de tres componentes con capacidad de manejar un aditivo. El modelo resuelve ecuaciones básicas de conservación. Se concluyó que el CO₂ no juega un papel muy importante en la reducción de viscosidad del bitumen. También propusieron que el proceso de co-inyección de CO₂ y vapor resulta en un incremento en el flujo de producción debido a la solubilidad del CO₂ en el bitumen.

T.G. Harding *et al.* (1987) realizaron un estudio para examinar los efectos en el comportamiento del yacimiento de mezclas de gas de combustión y vapor inyectadas. Utilizaron un modelo de simulación numérica que describe el flujo de tres fases y cinco componentes: agua, aceite ligero, aceite pesado, dióxido de carbono y nitrógeno. Los fenómenos de gravedad y presión capilar son incluidos en el modelo. La transferencia de calor en el medio se supone como una combinación de conducción y convección. En los resultados obtenidos reportaron que la porosidad, la saturación de aceite, la viscosidad y la permeabilidad relativa fueron

parámetros muy influyentes en la producción. Por otra parte, la permeabilidad absoluta, la capacidad calorífica de la roca y su compresibilidad fueron de menor influencia.

M.W. Hornbrook *et al.* (1991), realizaron un experimento para evaluar los efectos al añadir CO₂ al vapor en la recuperación de aceite West Sak. El aparato fue compuesto de: un sistema de generación de vapor y un sistema de inyección de CO₂. El paquete de arenas no consolidadas fue de 2 plg de diámetro y 4 pies de largo. Y la unidad de producción consistió de un condensador, un regulador de contrapresión y un separador electrónico. El resultado mostró que al añadir CO₂ al vapor incrementa tanto la producción de aceite a un máximo de 14.8%, así como el gasto de recuperación. La presencia de gas libre reduce la recuperación máxima que se puede obtener del yacimiento. También concluyeron que la relación molar óptima de CO₂/vapor es de 1:3 aproximadamente. A altas temperaturas (>150 °F), la adición de CO₂ causa hinchamiento significativo en la fase aceite.

Liu *et al.* (1995), realizaron experimentos de inyección de vapor-CO₂ en arenas fracturadas y no fracturadas. Usaron 20 núcleos de 1 pie de largo y 2 pulgadas de diámetro de una roca con una permeabilidad de 100 mD y una porosidad de 18%. Algunos de ellos fueron divididos con una sierra de alambre de diamante con 0.01 pulgadas para simular las fracturas artificiales. Concluyeron que la co-inyección de vapor y CO₂ incrementa la recuperación del 17% al 20% del volumen original de aceite comparado con inyección de vapor convencional en arenas fracturadas. A mayor temperatura la producción final aumenta. También comentaron que la relación de vapor-CO₂ óptima a utilizar en arenas fracturadas fue de 8 litros CO₂/10cc de agua fría equivalente a vapor inyectado "CWE" (*Cold Water Equivalent*, en inglés). A mayor gasto la recuperación de aceite se incrementa y a la vez la saturación de aceite residual (Sor) disminuye.

1.4 Descripción del problema y metodología

La finalidad de este trabajo es simular la inyección continua de vapor-CO₂ y compararla con la inyección continua de vapor solo. La inyección de vapor solo y vapor-CO₂ se evalúa en yacimientos homogéneos de aceite extrapesado con un arreglo de 5 pozos invertido. Se utilizó el software CMG (Computer Modelling Group) con el objeto de simular este método de recuperación mejorada.

Se realizó una búsqueda de información con el fin de obtener datos suficientes a fin de reproducir un caso de inyección continua de vapor en el simulador STARS. Se tomó como caso base la simulación de Mercado (2006), que utiliza un arreglo de 5 pozos invertido para la inyección continua de vapor en yacimientos homogéneos.

Un modelo de aceite extrapesado, propuesto de CMG (2010) se ajustó en el simulador WinProp. El modelo de aceite extrapesado fue realizado para obtener propiedades físicas y termodinámicas y así importarlas al caso base.

Con el modelo de aceite extrapesado incorporado al caso base, se modificaron las propiedades del yacimiento, usándose las reportadas por Arteaga (2012) con el objeto de evaluar el efecto de la inyección combinada de vapor y CO₂ en el campo Samaria Neógeno.

Adicionalmente se discuten los resultados obtenidos y se plantean las conclusiones de la presente tesis.

1.5 Hipótesis

La co-inyección de vapor-CO₂ incrementa la recuperación de aceite al compararse con la inyección de vapor solo. El principal motivo de este efecto es la reducción de viscosidad por el aumento de la temperatura y la miscibilidad del CO₂ en el aceite. A la miscibilidad del CO₂ también se le atribuye un aumento de volumen de aceite llamado “hinchamiento de aceite”, el cual aumenta la presión de poro.

Por otra parte, la relación gas/vapor inyectada al yacimiento es importante para obtener buenos resultados. El volumen de CO₂ inyectado debe ser menor que el volumen de vapor, por lo que, la relación CO₂/vapor debe ser menor a 1 para condiciones óptimas.

La recuperación de aceite también depende de las propiedades de vapor saturado, así como de la calidad del vapor, presión y temperatura de inyección.

Capítulo II

Inyección continua de vapor solo e inyección de vapor-CO₂

2.1 Inyección continua de vapor

Se llevó a cabo la reproducción del caso base que está conformado por la inyección de vapor con un arreglo invertido de 5 pozos. La información se tomó del trabajo de Mercado (2006) y se simuló en STARS.

El modelo a simular consta de una porción de yacimiento con forma de prisma cuadrangular, con las siguientes dimensiones: 660 pies de largo x 660 pies de ancho x 175 pies de alto. El yacimiento se encuentra a una profundidad de 1500 pies a partir de la superficie. La Figura 2, muestra las dimensiones del modelo a simular. La presión y la temperatura iniciales de yacimiento son de 125 °F y 75 psi respectivamente en todo el yacimiento.

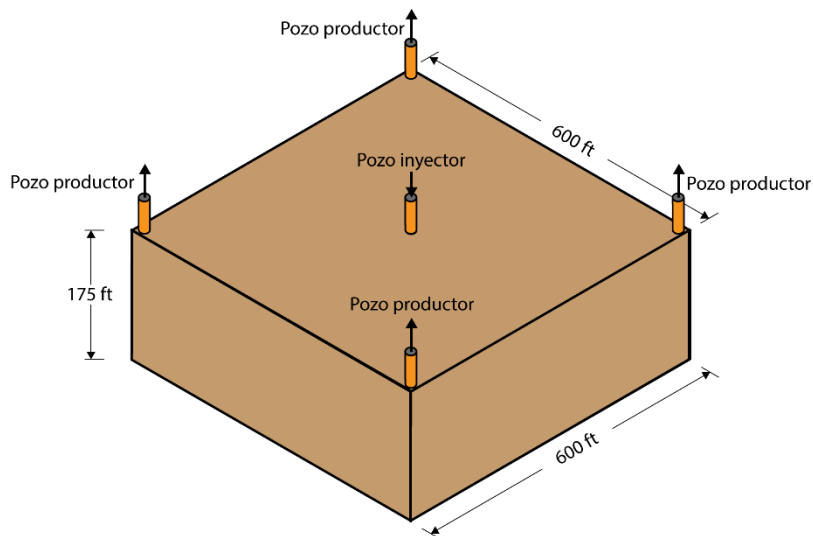


Figura 2. Dimensiones del yacimiento a simular.

2.1.1 Suposiciones del modelo

1. Se inyecta vapor saturado por un pozo colocado en el centro del yacimiento. El vapor inyectado crea una zona de agua caliente en el yacimiento después de haber sido condensado. Esta zona calienta las capas del yacimiento por conducción, causando una reducción de la viscosidad del aceite e incrementando la producción.
2. Yacimiento homogéneo, permeabilidad isotrópica horizontal.
3. Todos los pozos productores están posicionados a la misma distancia del pozo inyector.
4. El yacimiento se encuentra saturado inicialmente con agua y aceite.
5. El aceite se mantiene en todo momento dentro de la fase oleica, es decir, nunca se evaporan sus componentes ligeros. El agua puede permanecer tanto en la fase acuosa como en la fase gaseosa, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura en cada bloque.
6. Se supone un mismo espesor para cada una de las capas del yacimiento.
7. El yacimiento está conformado por areniscas.
8. No existe efecto de temperatura o histéresis (Apéndice A) en permeabilidades relativas.

2.1.2 Mallado

Se trata de un modelo de inyección continua de vapor de 10 acres con un arreglo invertido de cinco pozos (cuatro productores en las esquinas y un inyector en el centro). Se utilizó una malla de 33 bloques de 20 pies de largo, 33 bloques de 20 pies de ancho y 8 capas de 21.875 pies de alto. El paso de tiempo mínimo utilizado fue de 0.001 días. En la Figura 3, se observan las dimensiones del mallado para el modelo a simular.

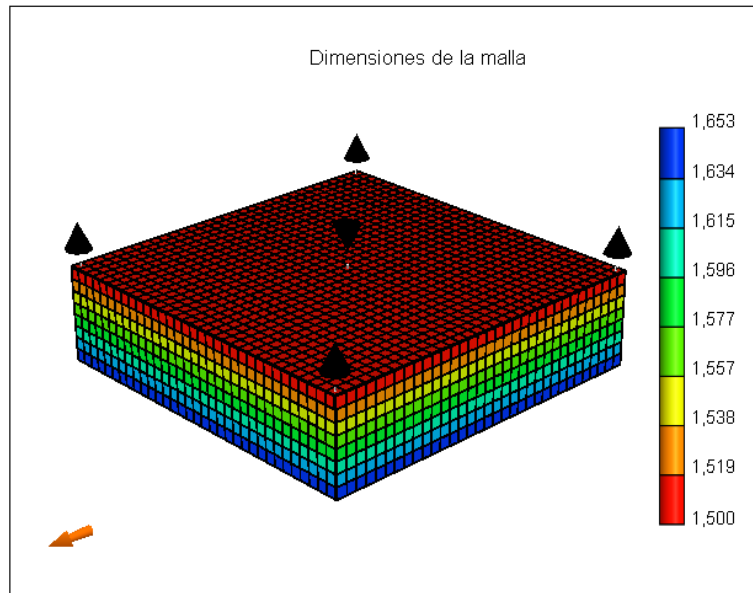


Figura 3. Dimensiones del mallado.

2.1.3 Propiedades del yacimiento

Una vez que se genera la malla numérica se agregan las propiedades del yacimiento. En la Tabla 1, se encuentran establecidas las propiedades de la roca que se usan en esta simulación.

Por otra parte, también es necesario establecer las propiedades iniciales del fluido, sus componentes y la capacidad de intercambio de masa entre fases. El intercambio másico está en función del coeficiente de equilibrio termodinámico, también llamado “Valor K” (*K value*, en inglés) (Apéndice A). El simulador, según las condiciones de presión y temperatura en cada bloque a un tiempo específico, calcula la porción de cada componente que corresponde a sus respectivas fases. El cálculo de valores K del simulador STARS se realizan de acuerdo a las fases acuosa (Ecuación 1), oleica (Ecuación 2) y gaseosa no condensable (Ecuación 3). La ecuación de valores K para la fase gaseosa no condensable como fase de referencia se supone de “0”.

$$k_i^{gl} = \left(\frac{y_i}{w_i}\right); \quad k_i^{ll} = \left(\frac{x_i}{w_i}\right) \quad (1)$$

$$k_i^{gl} = \left(\frac{y_i}{x_i}\right); \quad k_i^{ll} = \left(\frac{w_i}{x_i}\right) \quad (2)$$

$$k_i^{wg} = \left(\frac{w_i}{y_i}\right) = 0; \quad k_i^{og} = \left(\frac{x_i}{y_i}\right) = 0 \quad (3)$$

Dónde:

k_i^{gl} : Valor K gas-líquido.

k_i^{ll} : Valor K líquido-líquido.

k_i^{wg} : Valor K acuoso-gas.

k_i^{og} : Valor K oleico-gas.

y_i : Fracción molar de un componente en la fase gaseosa.

x_i : Fracción molar de un componente en la fase oleica.

w_i : Fracción molar de un componente en la fase acuosa.

Tabla 1. Propiedades de la roca.

PROPIEDADES DE LA ROCA	
POROSIDAD	30%
PERMEABILIDAD HORIZONTAL	500 mD
PERMEABILIDAD VERTICAL	250 mD
TEMPERATURA	125°F
INTERVALO PRODUCTOR	175 pies
CONDUCTIVIDAD TÉRMICA A LA CAPA SUPERIOR	24 BTU/pies-hr-°F
CONDUCTIVIDAD TÉRMICA A LA CAPA INFERIOR	24 BTU/pies-hr-°F
CAPACIDAD CALORÍFICA	35 BTU/ft ³ -°F
CAPACIDAD CALORÍFICA A LA CAPA SUPERIOR	35 BTU/ft ³ -°F
CAPACIDAD CALORÍFICA A LA CAPA INFERIOR	35 BTU/ft ³ -°F
COMPRESIBILIDAD	5e-04 psi ⁻¹

El modelo puede ser tan complicado como el usuario desee, ya que mientras se contemplan más cambios de fases, se necesita más coeficientes de equilibrio. En este modelo se manejan dos componentes (Agua y Aceite con peso molecular de 600 lb/lbmol), las fases que corresponden a cada componente están dadas en la Tabla 2.

Tabla 2. Intercambio de fases para cada componente: Caso Base.

		Fase		
		Acuoso	Oleico	Gaseoso
Componente	Agua	✓		✓
	Aceite		✓	

La viscosidad es una de las propiedades más importantes en este tipo de simulaciones. Esta debe ser definida, debido a que cada fluido obtiene un valor de viscosidad por cada valor de temperatura. La temperatura del fluido del yacimiento es función del tiempo después del inicio de la inyección de vapor y de la distancia desde el pozo inyector a un punto en particular. Así, el simulador obtiene condiciones distintas en cada bloque de la malla a ciertos tiempos, con lo que puede calcular la viscosidad de cada fluido. En la Figura 4, se puede observar el comportamiento de la viscosidad del aceite a diferentes temperaturas.

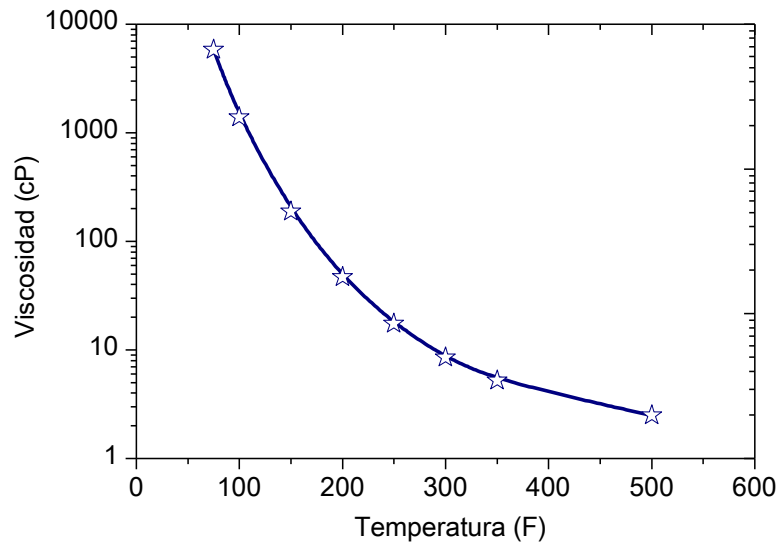


Figura 4. Viscosidad de Aceite: Caso Base.

También es necesario definir la densidad, compresibilidad y coeficiente de expansión térmica del aceite y del agua, estas propiedades están indicadas en la Tabla 3.

Tabla 3. Densidad, Compresibilidad y Coeficiente de Expansión Térmica: Caso Base.

Propiedad	H ₂ O	Aceite
Densidad (lb/pie ³)	*62.438	60.6798
Compresibilidad del Líquido (1/psi)	*3.15e-6 a 1 atm 2.46e-6 a 1000 atm	5e-6
1er Coeficiente de expansión térmica (1/ °F)	*-2.0704e-3	3.8e-4

*Ver página 325 y 326 del manual de STARS.

2.1.4 Permeabilidades Relativas

Las permeabilidades relativas son un factor importante para conocer la movilidad de un fluido con respecto a otro. Conforme el frente de inyección avanza, la saturación de agua aumenta, mientras que la de aceite disminuye. Para cada saturación de agua, el aceite obtiene diferentes valores de permeabilidad relativa y por consecuencia diferente movilidad con respecto al agua. Es decir, mientras mayor saturación de agua, menor es la movilidad del aceite con respecto al agua. Es por este motivo que las permeabilidades relativas deben ser definidas. La información necesaria para calcular las permeabilidades relativas de este modelo, obtenida de K. Aziz (1987), se describe en la Tabla 4.

Tabla 4. Información necesaria para calcular las permeabilidades relativas.

Propiedad	Valor
S_{iw}	0.45
S_{wir}	0.45
S_{orw}	0.15
S_{org}	0.10
S_{gc}	0.06
k_{roiw}	0.4
k_{rwro}	0.1
k_{rgro}	0.2

Las expresiones usadas para calcular las permeabilidades relativas para el sistema agua/aceite son las Ecuación 4 y Ecuación 5. Para calcular las permeabilidades relativas en el sistema gas/aceite se usan las Ecuaciones 6 y 7.

$$k_{rw} = k_{rwro} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{orw} - S_{wir}} \right)^{2.5} \quad (4)$$

$$k_{row} = k_{roiw} \left(\frac{1 - S_{orw} - S_w}{1 - S_{orw} - S_{iw}} \right)^2 \quad (5)$$

$$k_{rg} = k_{rgro} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{iw} - S_{gc}} \right)^{1.5} \quad (6)$$

$$k_{rog} = k_{roiw} \left(\frac{1 - S_{iw} - S_{org} - S_g}{1 - S_{iw} - S_{org}} \right)^2 \quad (7)$$

Al utilizar las ecuaciones antes mencionadas a diferentes saturaciones, se obtienen curvas de permeabilidades relativas que se integran al modelo en STARS. Las Figuras 5 y 6, corresponden a las curvas de permeabilidades relativas del sistema agua-aceite y el sistema gas-aceite, respectivamente.

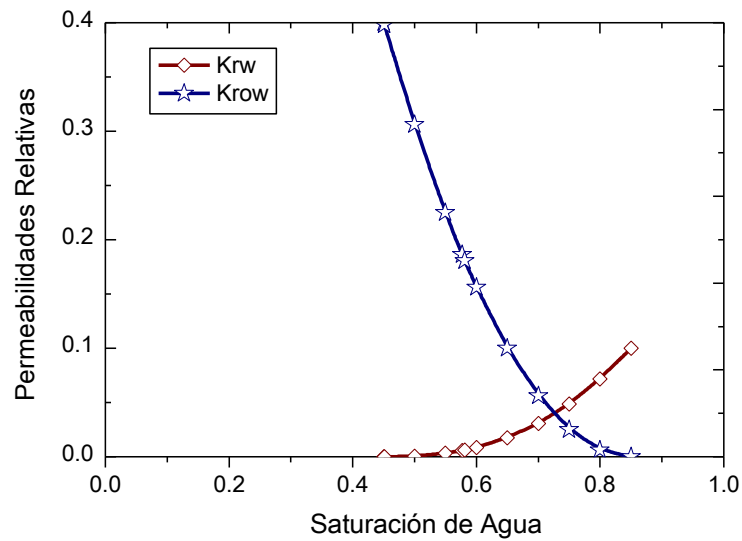


Figura 5. Curvas de permeabilidades relativas correspondientes al sistema agua-aceite

(Mercado, 2006).

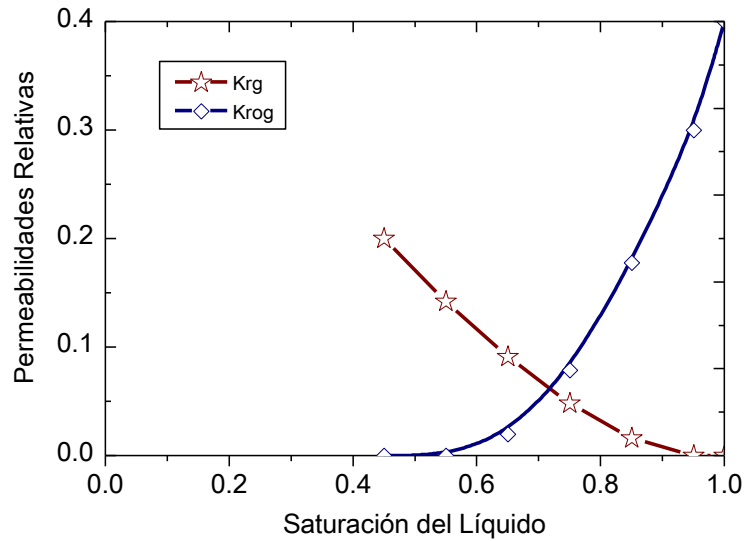


Figura 6. Curvas de permeabilidades relativas correspondientes al sistema gas-aceite

(Mercado, 2006).

2.1.5 Distribución del Arreglo de Pozos

Los pozos productores se localizan en las esquinas del mallado y disparan en las 8 capas del yacimiento, mientras que el inyector se encuentra justo en el centro y se disparan en las 6 capas inferiores del yacimiento. Toda la información necesaria para la distribución de los pozos en el modelo se da en la Tabla 5. A través del pozo inyector se transporta vapor con calidad de 70% a 450 °F de temperatura. La simulación se realizó para un periodo de diez años equivalente a 3653 días.

Tabla 5. Información de la distribución de pozos.

Pozo	Tipo	Coordenada	Presión mínima de fondo fluyente	Máxima tasa de producción de líquidos en superficie	Máxima presión de inyección	Máxima tasa de inyección
P-01	Productor	1,1,1	17 psi	1000 bbl/día	-	-
P-02	Productor	33,1,1	17 psi	1000 bbl/día	-	-
P-03	Productor	1,1,33	17 psi	1000 bbl/día	-	-
P-04	Productor	33,33,1	17 psi	1000 bbl/día	-	-
Injector	Inyector	17,17,1	-	-	500 psi	2000 bbl/día

2.2 Validación

Se realizó una comparación entre los resultados reportados por Mercado (2006) y los obtenidos en este trabajo. Se compararon los perfiles de saturación de aceite, temperatura y producción con respecto al tiempo para la “producción en frío” y con inyección de vapor.

2.2.1 Saturación de aceite

En la Figura 7, se observa que los perfiles de saturación de aceite reportados por Mercado (2006) y de este trabajo son parecidos. En las esquinas se encuentra la mayor saturación, la cual se debe al banco de aceite creado por el desplazamiento por el banco de agua desde el centro. Así mismo, se observa que en el centro hay una disminución de la saturación de aceite, ya que este ha sido barrido correctamente hacia los pozos productores.

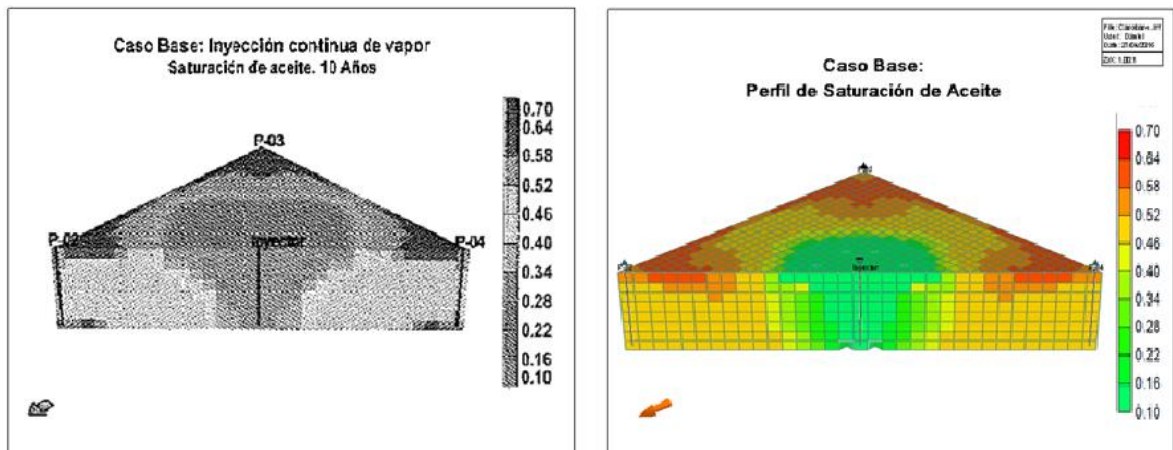


Figura 7. Comparación de los perfiles de saturación de aceite reportado por Mercado (2006) y obtenido en este trabajo.

2.2.2 Campo de Temperaturas

En este perfil se puede observar la propagación de la temperatura. Es de esperarse que la mayor temperatura se encuentra en el centro del sistema, donde se encuentra el pozo inyector, y conforme se desplaza hacia los pozos productores la temperatura disminuye hasta llegar a la temperatura inicial de yacimiento, donde esta no ha sido perturbada por la inyección de vapor. La Figura 8 muestra la comparación de los perfiles de temperatura reportado por Mercado (2006) y obtenido en este trabajo.

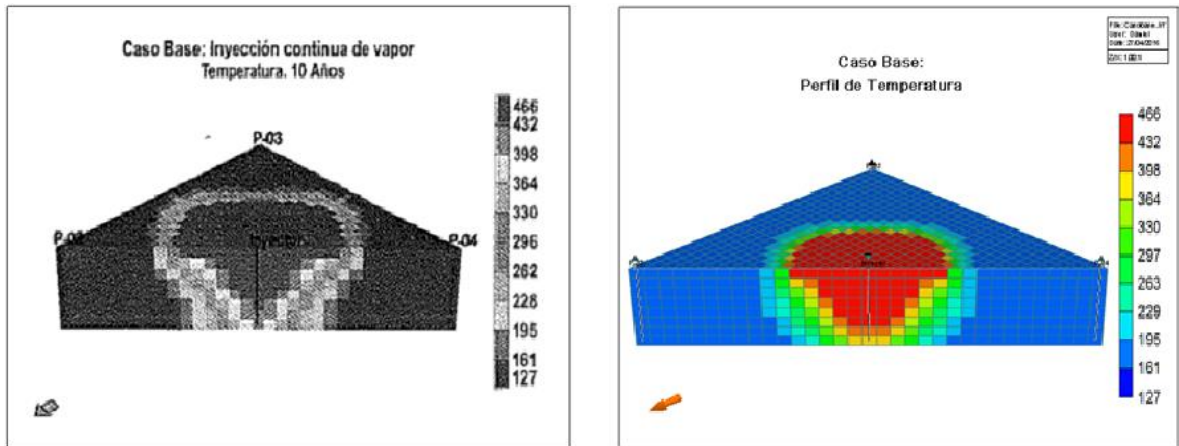


Figura 8. Comparación de los perfiles de temperaturas reportado por Mercado (2006) y obtenido en este trabajo.

2.2.3 Producción de aceite

En la Figura 9 se muestra la producción de aceite en frío y la producción con inyección de vapor con respecto al tiempo, reportadas por Mercado (2006) y las obtenidas en este trabajo. Los datos de las curvas de ambas producciones de Mercado (2006) fueron obtenidas mediante un software para la extracción de datos un gráfico. Por otra parte, Mercado (2006) reportó la producción acumulada de aceite para ambos casos después de 10 años. En la Tabla 6 se muestran las producciones acumuladas en frío y con inyección de vapor de los resultados de Mercado (2006) y los obtenidos en este trabajo después de 10 años.

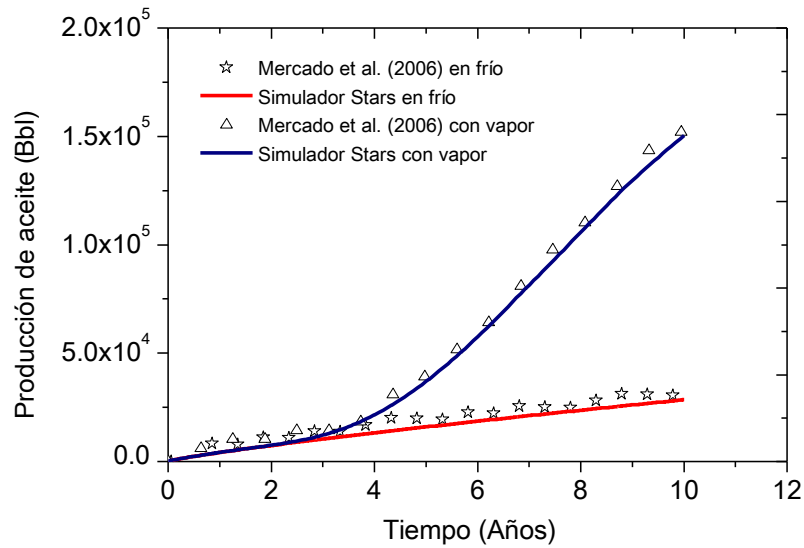


Figura 9. Producción de aceite.

Tabla 6. Comparación de la producción de aceite obtenida por Mercado et al. (2006) y este trabajo.

	Mercado et al. (2006)	Este trabajo
Producción de Aceite en frío (Bbl)	29,556	28,462
Producción de Aceite con vapor (Bbl)	150,027	150,486

2.3 Inyección de vapor-CO₂

2.3.1 Generación del modelo de aceite extrapesado en WinProp

El propósito de este trabajo es obtener la recuperación de aceite adicional con inyección de vapor-CO₂ bajo condiciones miscibles. Para esto es necesario la determinación de coeficientes de equilibrio gas-líquido y líquido-líquido. Con el fin

de la obtención de los coeficientes de equilibrio de cada fase fue necesario el uso del simulador de PVT WinProp de CMG.

Se cotejó un modelo de aceite extrapesado basado en el Tutorial de WinProp CMG (2010), el cual se usó después en la inyección miscible de vapor-CO₂. Primero se realizó la reproducción exacta del modelo presentado en el manual, pero con propósitos de disminuir el tiempo de cómputo, se realizaron algunos cambios al modelo. La información necesaria para ajustar el modelo de aceite extrapesado, la obtención de los coeficientes de equilibrio y la importación de propiedades a STARS se describen a continuación.

El modelo se ajustó a través de la ecuación de estado Peng-Robinson (1978) (Apéndice A). Los parámetros utilizados en esta simulación fueron, presión (psi), temperatura (°F) y masa molar (mol).

2.3.1.1 Composición del fluido de yacimiento

Esta composición es de vital importancia en la determinación de los coeficientes de equilibrio. Si el fluido tiene altos contenidos de componentes ligeros, el valor K aumenta (con mayor miscibilidad). Sin embargo, si el fluido contiene componentes pesados en su mayoría (este caso), el valor K disminuye. Este trabajo se basó en la miscibilidad del CO₂. El dióxido de carbono es miscible en ambos, agua y aceite, y su miscibilidad también está en función de otra propiedad molecular llamada polaridad (Apéndice A). Una mezcla se lleva a cabo fácilmente entre sustancias de la misma polaridad. Debido a que tanto el CO₂ y el hidrocarburo son polares, los valores K son altos, mientras que entre el CO₂ y el agua son bajos por su diferente polaridad.

El aceite es una mezcla de multicomponentes y se caracteriza por tener dos fracciones, la fracción ligera y pesada. La fracción ligera es el conjunto de los

pseudo-componentes altamente volátiles y por tanto la determinación de la masa molar de cada uno de ellos se obtiene fácilmente en laboratorio (los pseudo-componentes ligeros de CMG (2010) con su respectiva fracción molar se describen en la Tabla 7). Los pseudo-componentes de la fracción pesada difícilmente se obtienen en laboratorio, dado que al llegar al punto de ebullición, estos comienzan a mezclarse con los pseudo-componentes ligeros y así impidiendo conocer el valor verdadero de la masa molar de cada uno de ellos. Por esta razón, los pseudo-componentes pesados usualmente se calculan por medio de modelos y correlaciones, tales como, modelo de distribución molar gamma, correlación de Twu (que se usa en este trabajo) (Apéndice A), correlación de Soreide, etc. Al uso de estos modelos y correlaciones a fin de determinar la fracción pesada se le llama “división de la fracción adicional o pesada” (*Plus Fraction Splitting*, en inglés) (Apéndice A). La información necesaria para el cálculo de la fracción pesada del aceite en WinProp de Computer Modelling Group (2010) se encuentra en la Tabla 8.

Tabla 7. Composición de los componentes ligeros del fluido de yacimiento

Componente	Fracción molar
H ₂ O	0.065
CO ₂	1.095
C1	16.575
C2	0.185
C3	0.235
IC4	0.2
NC4	0.26
IC5	0.23
NC5	0.26
FC6	0.855

Tabla 8. Información de la fracción adicional de Computer Modelling Group (2010)

FRACCIÓN ADICIONAL		
<i>General</i>	TIPO DE FUNCIÓN DISTRIBUTIVA	Exponencial
	NUMERO DE PSEUDO-COMPONENTES	*Sin "Lumping"
	PRIMER NÚMERO DE CARBONO EN LA FRACCIÓN ADICIONAL	7
	CORRELACIÓN DE PROPIEDADES CRÍTICAS	Twu
<i>Distribución</i>	FRACCIÓN MOLAR DE LA FRACCIÓN ADICIONAL A PREDECIR	0.00855
<i>Muestra 1</i>	PESO MOLECULAR DE LA FRACCIÓN PESADA (MW+)	544.905
	GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA FRACCIÓN PESADA (SG+)	1.0075
	FRACCIÓN MOLAR DE LA FRACCIÓN PESADA (Z+)	0.8005
	NÚMERO DE FRACCIONES A DIVIDIR	24

* Los pseudo-componentes de la fracción pesada no se agruparon en conjuntos.

2.3.1.2 Presión de saturación y agrupamiento de componentes

La presión de saturación es de 500 psi a una temperatura de 116 °F para el aceite modelado en el software de CMG (2010). Al intentar el ajuste de la presión de saturación antes mencionada, se observó una gran incertidumbre entre la calculada en WinProp y la que se obtiene en laboratorio. Por este motivo se agregó una regresión a la presión crítica del pseudo-componente "C30+", para que el simulador iterara este parámetro y se lograr un buen ajuste en la presión de saturación.

La mejor manera de cotejar el modelo de aceite extrapesado, es agregar un valor de coeficiente de interacción de hidrocarburos de "cero (0)" (Apéndice A), y a la vez hacer variaciones de volumen de cada componente dependiente de la temperatura, para una mejor aproximación inicial a la presión de saturación.

El agrupamiento de la mezcla multicomponente- (*Lumping*, en inglés) (Apéndice A) se usa normalmente con objeto de disminuir la complejidad del modelo de aceite extrapesado y agilizar la corrida de la simulación. Cabe mencionar que el

agrupamiento de componentes debe realizarse sin cambiar las propiedades del aceite a modelar. Para lograrlo, se deben agrupar componentes que son compatibles. En este trabajo se llevó a cabo un agrupamiento de componentes antes de ajustar la ecuación de estado y por medio de ensayo y error se determinaron los componentes compatibles para conformar la fase ligera del aceite (LO) y la fase pesada del aceite (HO). Para la fase ligera del aceite se agruparon los componentes desde C1 hasta NC5 y siendo parte de la fase pesada los componentes "C6+". En la Tabla 9, se muestra la composición después del agrupamiento.

Tabla 9. Composición después del Agrupamiento de Componentes

Componente	Composición Primaria
H2O	6.4967434E-04
CO2	1.0944514E-02
LO	1.7936010E-01
HO	8.0904571E-01

2.3.1.3 Prueba de Liberación Diferencial

En la industria petrolera, existen varias pruebas que se usan en para la determinación de propiedades físicas y termodinámicas. Estas pruebas dan información del comportamiento termodinámico de un fluido a diferentes condiciones de presión y temperatura. Para lograr un buen ajuste de la ecuación de estado al modelo de aceite, es necesario información proveniente de algunas de las pruebas antes mencionada, tales como viscosidad del aceite, Bg, Bo, Rs, gravedad específica del aceite, etc. WinProp da opción de realizar el ajuste con las siguientes pruebas:

1. Expansión a Composición Constante
2. Liberación Diferencial
3. Agotamiento de Presión a Volumen Constante
4. Prueba de Separador
5. Prueba de Hinchamiento
6. Compresibilidad a una Fase

El ajuste de las propiedades físicas y termodinámicas del aceite extrapesado es más eficiente mientras más información se tenga disponible (pruebas PVT), pero es suficiente con ingresar al menos una prueba para lograrlo. El límite se encuentra en el costo de la obtención de la información, es decir, este tipo de pruebas son muy costosas, por lo que la mayoría de las veces no es conveniente llevarlas a cabo todas para un mismo fluido. Se recomienda utilizar la prueba de acuerdo a los propósitos de investigación o desarrollo. Debido a que este trabajo tiene como propósito simular la inyección de vapor-CO₂ bajo condiciones miscibles, las mejores opciones de la lista de pruebas antes mencionada es una “Prueba de Hinchamiento” junto con una prueba de “Liberación Diferencial”.

A causa de la restricción de datos publicados, sólo se cuenta con información de la prueba de “Liberación Diferencial” de CMG (2010) mostrada en la Tabla 10. CMG (2010) también reporta la gravedad específica del aceite residual a condiciones estándar de 1.00855 y la temperatura a la que se realizó la prueba de 116 °F. Se ajustó la gravedad específica, factor de volumen del aceite, relación gas/aceite y viscosidad del aceite.

Debido a la dificultad de modelar las propiedades físicas y termodinámicas de un aceite extrapesado a diferentes condiciones de presión y temperatura con una sola ecuación de estado, fue necesario agregar un segundo conjunto de ecuaciones de estado. Un conjunto para ajustar estas propiedades a condiciones de yacimiento y el otro para ajustarlas a condiciones de superficie.

Tabla 10. Información de la Prueba de Liberación Diferencial

No.	Presión (psia)	OIL FVF (rb/stb)	GOR (scf/stb)	Viscosidad de aceite (cP)
0	500	1.040534144	56.7	3000
1	1000	-1*	56.7	300
2	700	-1	56.7	-1
3	600	-1	56.7	-1
4	400	1.036800742	46.11860485	-1
5	300	1.033372746	36.3226068	-1
6	200	1.029771442	25.94306384	-1
7	100	1.025871646	14.59373205	-1
8	15	1.020918507	0	6500

*Este valor es utilizado para extrapolar el valor de una propiedad, a causa de la falta de datos reportados en el experimento.

2.3.2 Validación del modelo de aceite extrapesado

CMG (2010) indica los resultados correspondientes al modelo descrito anteriormente (pág. 1 y pág. 16). Estos resultados fueron comparados con los de este trabajo para su validación. Las tres gráficas mostradas en CMG (2010) son: (1) factor volumétrico del aceite (Bo), (2) relación gas-aceite residual (GOR) y (3) viscosidad de aceite. Las Figuras 10, 11 y 12 muestran la relación gas-aceite, factor volumétrico del aceite y la viscosidad del aceite, reportados en el manual de CMG y los de este trabajo con 4 componentes.

Se puede observar en las Figuras 10, 11 y 12 que se tiene un excelente ajuste. Con estos resultados se continúa con la simulación de la co-inyección de vapor-CO₂ en el simulador STARS.

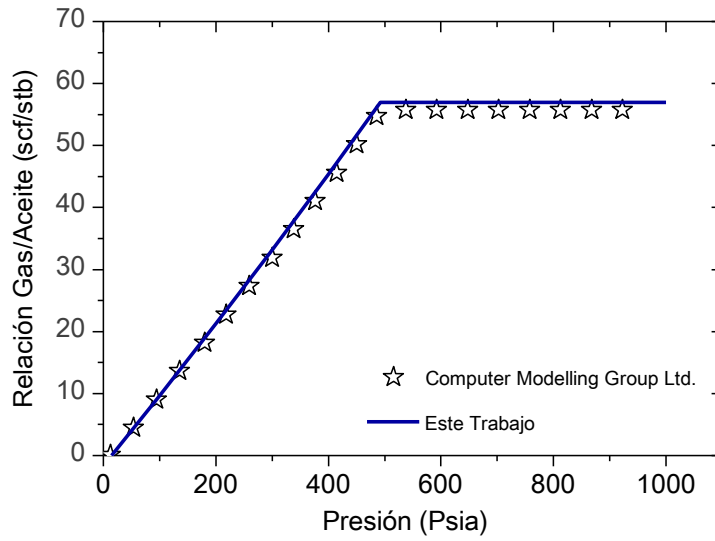


Figura 10. Relación Gas- Aceite vs Presión con 4 Componentes.

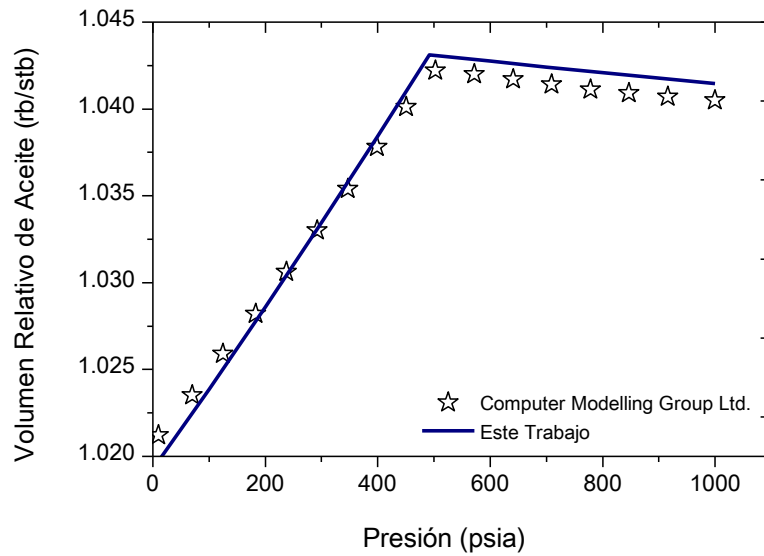


Figura 11. Factor volumétrico del aceite vs Presión con 4 Componentes.

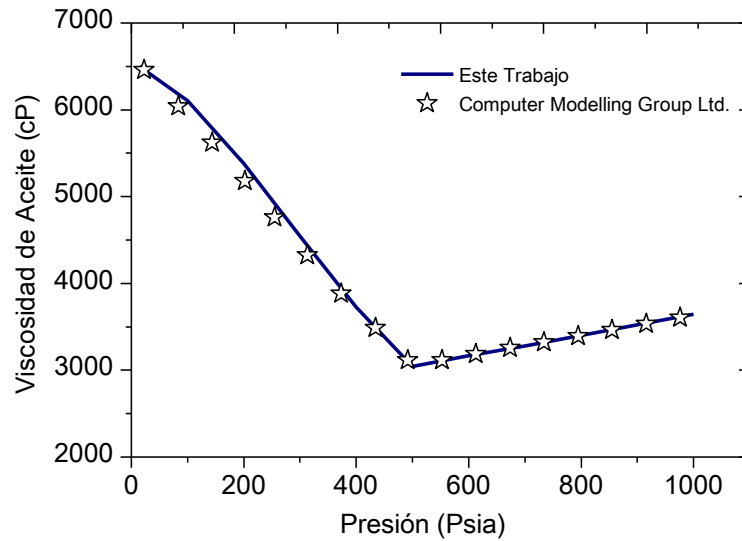


Figura 12. Viscosidad del Aceite vs Presión con 4 Componentes.

2.3.3 Importación del modelo de aceite extrapesado

Una vez que el modelo es validado, éste puede ser importado a la simulación de la inyección de vapor-CO₂. En la Tabla 11, se muestran algunas de las propiedades calculadas. La Figura 13, muestra la viscosidad a diferentes temperaturas de los componentes que conforman el aceite. Las tablas de coeficientes de equilibrio termodinámico se encuentran reportadas en el Apéndice C.

Tabla 11. Propiedades del aceite extrapesado.

	Agua	CO ₂	LO	HO
Densidad (lb/pie³)	62.438	62.43862.438	55.8487	21.2357
Compresibilidad del Líquido (1/psi)	3.15e-6 a 1 atm 2.46e-6 a 1000 atm	3.086e-005	2.771e-005	2.299e-006
Coefficiente de expansión térmica (1/°F)	-2.0704e-3	0.001407	0.001238	0.0001106

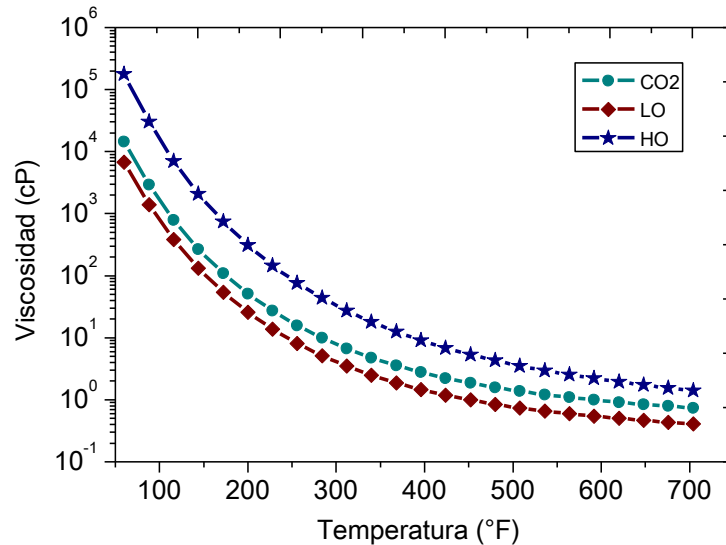


Figura 13. Viscosidades de los componentes del aceite extrapesado.

A excepción de los componentes y sus propiedades, todos los parámetros se mantienen idénticos a la simulación de inyección de vapor. Para confirmar que el agrupamiento de cuatro componentes descrito en el apartado “Presión de saturación y agrupamiento de componentes” no fue mal ejecutado, se compararon las producciones en frío (Figura 14), con inyección de vapor (Figura 15) y con inyección combinada de vapor y CO₂ (Figura 16) con el modelo de aceite

extrapesado de 13 componentes (reportado en CMG, 2010) y el de 4 componentes (realizado en este trabajo). La Tabla 12 muestra la producción acumulada de aceite después de 10 años en los tres casos.

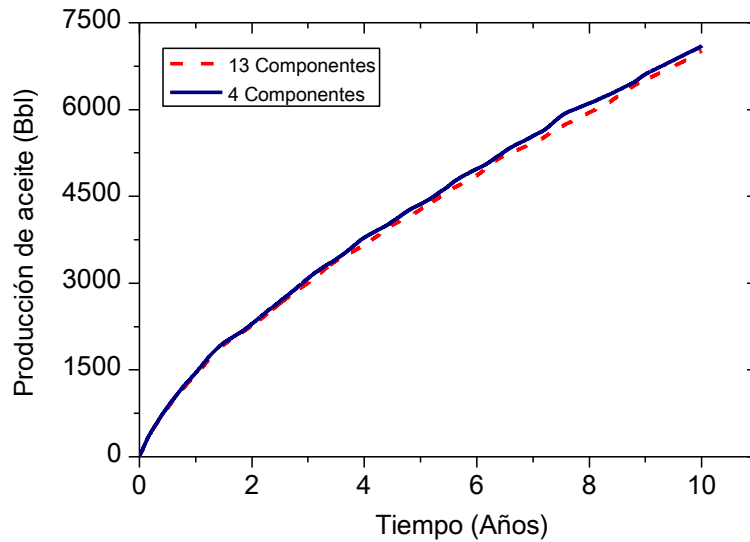


Figura 14. Producción de aceite en frío con 13 componentes y 4 componentes.

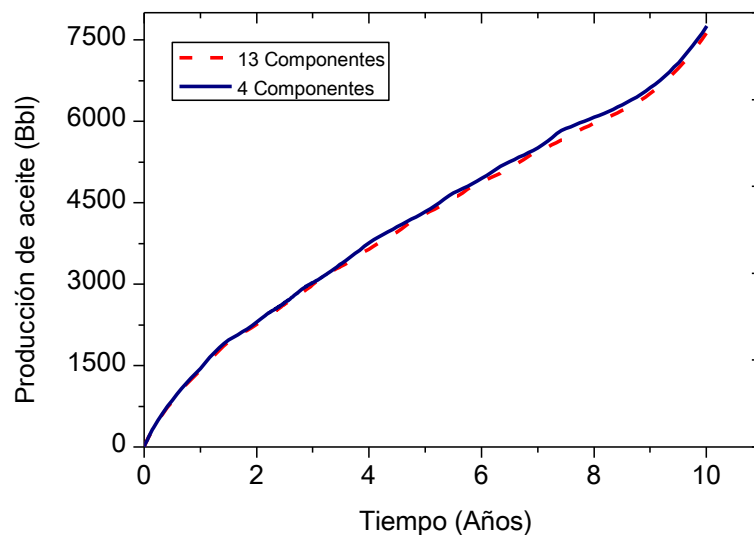


Figura 15. Producción de aceite con vapor con 13 componentes y 4 componentes.

Se puede observar que no hay un cambio significativo en los tres casos cuando se comparan las producciones con 13 y 4 componentes. Por este motivo se puede confirmar que el ajuste de la ecuación de estado del modelo de aceite extrapesado fue bien realizado. A partir de este momento se utiliza en todo momento el modelo de 4 componentes.

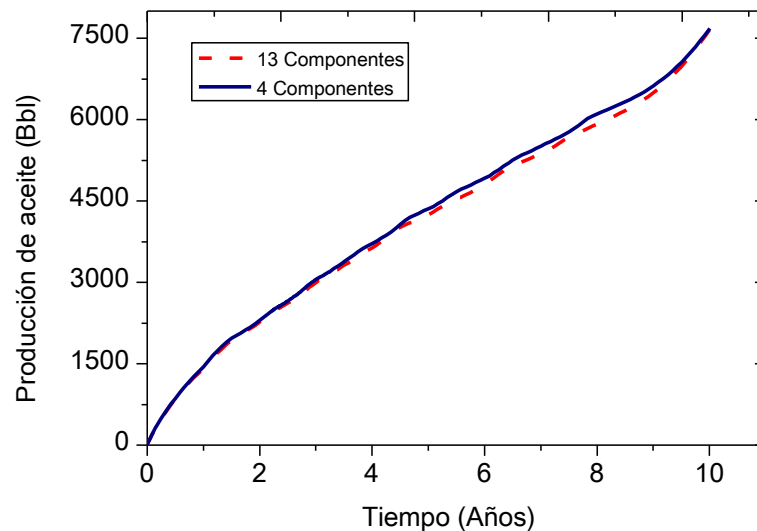


Figura 16. Producción de aceite con vapor-CO₂ con 13 y 4 componentes.

Debido a que el aceite que se usó en la simulación se modificó a uno más pesado en comparación a la simulación con inyección de vapor, se dificulta más su movimiento hacia los pozos productores.

Por otra parte, el avance del CO₂ delante del frente de vapor es de vital importancia cuando se utiliza en recuperación mejorada. El CO₂ no se mueve con mayor rapidez hacia la formación en comparación con el vapor debido a que se utilizan presiones bajas y que el aceite es viscoso. Por esa razón es que no se ve cambio en la producción de aceite por la adición de CO₂ al vapor. Esto se confirma en la Figura 17, la cual muestra el perfil del flujo fraccional del gas después de 10 años. El gas

tiene una composición de 25% de CO₂ y 75% de vapor de agua. Se puede observar en esta figura que la zona de color azul turquesa está conformadas por CO₂, por lo que se nota un avance importante.

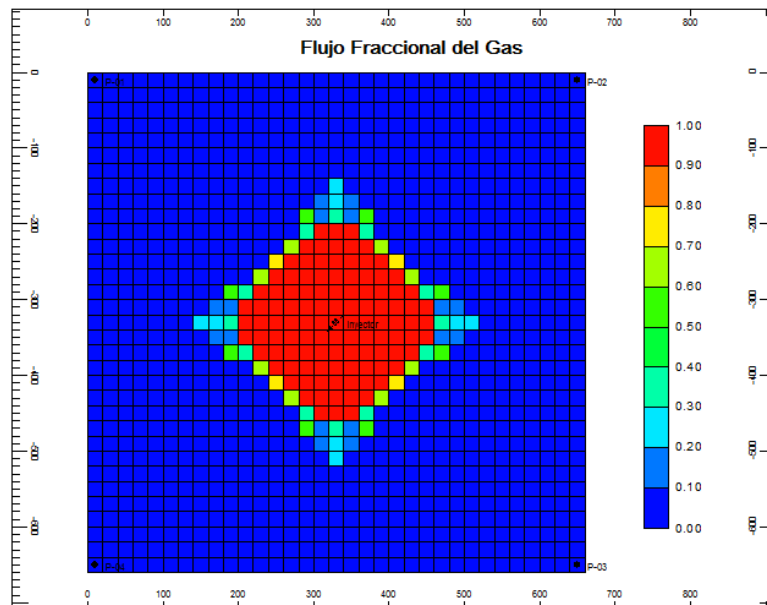


Figura 17. Flujo Fraccional de la fase gas a 10 años

En la simulación reportada por Mercado (2006) se utiliza una presión inicial de yacimiento de 75 psi a una profundidad de 1500 pies. A esta profundidad la presión normal es de 695 psi, por eso se decidió corregir la presión inicial del yacimiento.

Kankanamge (2013), cuenta con una tabla de presión de poro a diferente profundidad. La profundidad correspondiente a 1500 pies es de 681 psi (presión que se usó en este caso). La presión de inyección también se cambió para lograr el movimiento hacia la formación, la utilizada en este caso fue de 1500 psi.

Tabla 12. Producción de aceite a 10 años de los tres casos.

Producción de Aceite (Bbl)	
En Frío	7101
Con Vapor solo	7758
Con Vapor + CO ₂	7683

Al modificar estas dos presiones, se logró que el CO₂ avance más rápidamente hacia la formación que el vapor y así lograr el aumento de la temperatura en lugares más cercanos al pozo productor. Por ese motivo el caso con vapor-CO₂ obtiene un incremento en la producción en comparación con el caso con vapor solo. En la Figura 18, se indica la temperatura después de 30 años de inyección de vapor y vapor-CO₂.

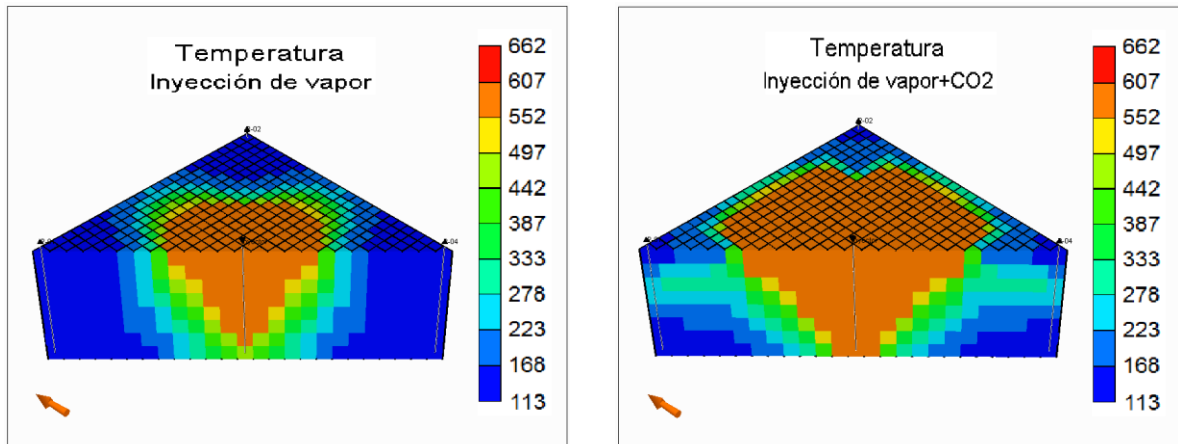


Figura 18. Temperatura después de 35 años de inyección de vapor y vapor-CO₂.

En la Figura 19, se observa que los casos de vapor solo y vapor + CO₂ tienen un comportamiento similar a lo reportado en Hong K.C. *et al.*(1984) (Figura 20), donde la producción de aceite al agregar CO₂ es más temprana que la de vapor solo. Con

esto se valida que el modelo predice correctamente después de aplicar las modificaciones antes descritas.

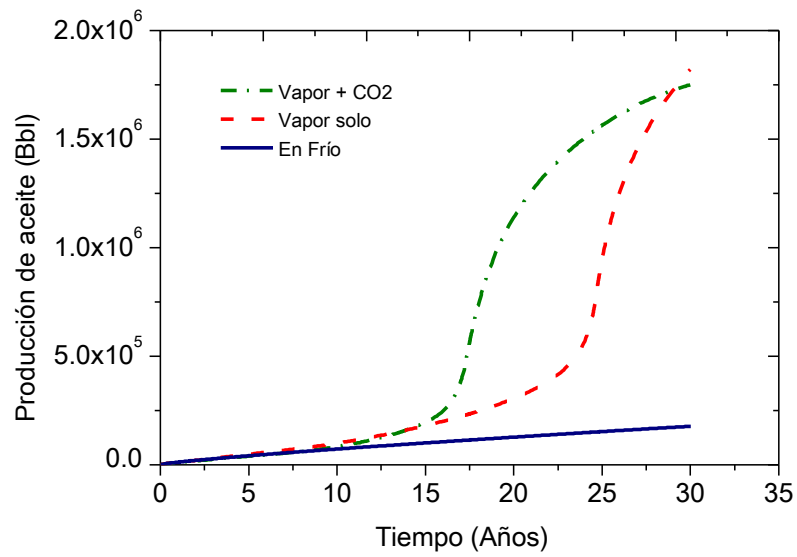


Figura 19. Producción de aceite después de 30 años de simulación.

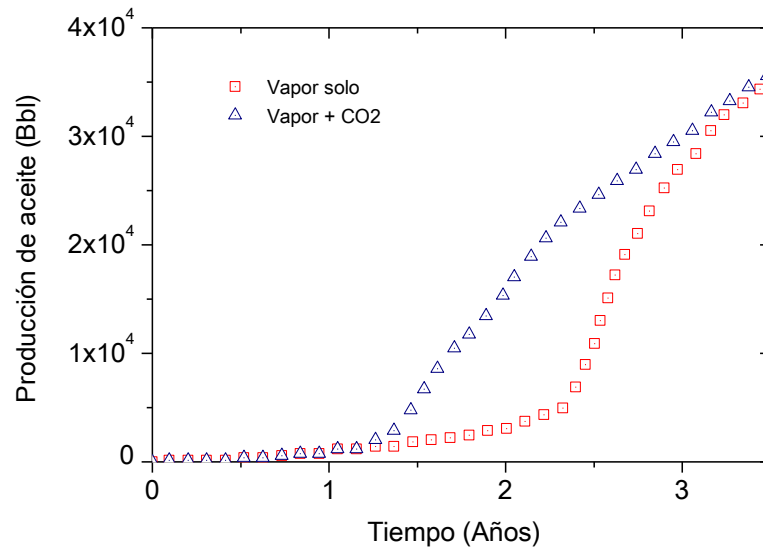


Figura 20. Producción de aceite con vapor solo y vapor- CO_2 de Hong et al. (1984).

Capítulo III

Análisis Paramétrico

3.1 Datos del Campo Samaria Neógeno

Una vez que se tiene la confianza de la funcionalidad del modelo, se realizaron algunas modificaciones basadas en el artículo de Arteaga *et al.* (2012). El aceite utilizado en dicho artículo tiene propiedades PVT de gran similitud comparadas con el modelo de aceite extrapesado de este trabajo; dicha comparación se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Comparación del aceite reportado y el aceite de este trabajo.

Propiedad PVT	Reportada	Este Trabajo
Presión de Saturación (PSI)	517.6	492
Temperatura (°F)	113	116
Relación gas-aceite (scf/stb)	52.95	56.7
Factor de Volumen de Aceite	1.037	1.0405
Compresibilidad (1/PSI)	7.4704e-6	2.771e-5 a 2.299e-6
Viscosidad (cP)	1249	3700
Gravedad Específica	0.973	0.977
Gravedad API (grados)	5-10	8.8-12.2

Cabe mencionar, que las propiedades PVT a excepción de la viscosidad y la gravedad específica tanto de este trabajo, como las de Arteaga *et al.* (2012) fueron medidas a la presión de saturación. La viscosidad y la gravedad específica de Arteaga (2012) fueron medidas a condiciones de yacimiento, mientras que en este trabajo fueron medidas a 1000 psi y 116°F.

Los parámetros modificados en este trabajo acorde a Arteaga (2012) se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Parámetros de Samaria Neógeno (Arteaga et al., 2012).

Propiedad Modificada	Valor Utilizado
Porosidad (%)	30
Saturación de Agua (%)	30
Permeabilidad (Darcy)	3.5
Profundidad (pies)	2881
Espesor neto (pies)	492
Salinidad del Agua (ppm)	10,000
Temperatura de Yacimiento (°F)	113
Presión de Yacimiento (psi)	1336
Distancia de Pozo inyector a Pozo Productor (pies)	502.05

La presión de fondo fluyente (BHP) de los pozos productores se cambió a un valor de 1336 psi, para simular solamente la producción adicional por la inyección de vapor solo y la combinación de CO₂ y vapor. Información adicional fue determinada por optimización de parámetros descrita en el siguiente apartado.

3.2 Optimización de parámetros

Para determinar las condiciones óptimas de la co-inyección de CO₂ y vapor en el Campo Samaria Neógeno, se realizó un análisis de sensibilidad. Los parámetros optimizados fueron: La concentración de CO₂, presión-temperatura y calidad de vapor. Además, se realizó un análisis de independencia de malla.

Todos los análisis se basaron en la producción acumulada de HO, ya que la producción de LO, la producción de gas y la producción de agua se comportaron proporcionales a HO. La optimización de parámetros fue desarrollada a partir de los

resultados obtenidos en el “Capítulo II” con la modificación de los datos de Samaria Neógeno.

3.2.1 Análisis de independencia de malla

Un mallado erróneo puede interferir y producir una incertidumbre en los resultados. Por eso se analizó el cambio en la producción de HO con respecto a la malla utilizada. Según la teoría de métodos numéricos, una malla fina debe arrojar resultados más precisos. Es por esto que se realizaron simulaciones con mallas cada vez más finas. La desventaja de aumentar el número de bloques en la malla es el tiempo cómputo. El tiempo de cómputo aumenta porque las ecuaciones internas del modelo matemático se resuelven para cada bloque.

La malla original utilizada fue de 33 bloques en las direcciones “i” y “j” y 8 capas en dirección “k”. Así que, las simulaciones para el análisis fue el doble (67 bloques en “i” y “j” y 16 bloques en “k”) y el triple (99 bloques en “i” y “j” y 24 bloques en “k”).

Las simulaciones se realizaron para los casos vapor solo y vapor + CO₂, ya que se presentan diferentes fenómenos entre ellos y una malla no es óptima para los casos en general.

Tanto los casos de vapor solo y vapor + CO₂ obtienen menores errores de balance de masa y balance de energía a cada paso de tiempo con la malla original, por lo tanto, esa fue elegida como óptima.

3.2.2 Análisis de Concentración de CO₂

Es importante que la fracción molar de CO₂ en la corriente de inyección sea óptima para conocer el volumen total necesario de este componente a ser inyectado. En este trabajo se realizaron una serie de simulaciones para obtener el valor óptimo de

la fracción molar de CO₂ después de 10 años de inyección. Las simulaciones fueron comparadas desde el caso más simple (donde el CO₂ solo es miscible en aceite) hasta el caso más complejo (donde el CO₂ y LO tienen transferencia de masa entre todas las fases y HO tiene transferencia de masa entre la fase oleica y gaseosa). El motivo de estos casos fue la influencia de la transferencia de masa entre las fases en la producción acumulada de HO. En todos los casos se usaron las siguientes condiciones para el análisis.

- El CO₂ se inyecta en fase gaseosa.
- El gasto del CO₂ fue aumentado, por lo tanto, la corriente de inyección vapor-CO₂ también fue aumentado.
- El gasto del vapor permanece constante en todas las simulaciones.
- La relación gas/vapor aumentó conforme el gasto del CO₂ también lo hizo, para observar el pronóstico en la recuperación.

Caso 1.

En este caso se supone que el CO₂ tiene transferencia de masa solamente hacia la fase oleica, los componentes ligeros (LO) y pesados (HO) del aceite se mantiene siempre en la fase oleica como se muestra en la Tabla 15. Las producciones de HO a diferentes RGV se encuentran en el Apéndice D.

Tabla 15. Intercambio de fases para cada componente: Caso 1

		Fase		
		Acuoso	Oleico	Gaseoso
Componente	Agua	✓		✓
	CO ₂		✓	✓
	LO		✓	
	HO		✓	

Caso 2.

En este caso se supone que el CO₂ tiene transferencia de masa en ambas fases, oleica y acuosa a diferencia del caso anterior que no contaba con miscibilidad en la fase acuosa. Los componentes ligeros (LO) y pesados (HO) del aceite permanecen siempre en la fase oleica como se muestra en la Tabla 16. Las producciones de HO a diferentes RGV de este caso se encuentran en el Apéndice D.

Debido a que en este caso el CO₂ se encuentra en todas las fases, es necesario explicar de qué manera se da la transferencia de masa de este componente hacia todas las fases existentes en el modelo.

Cuando el CO₂ se inyecta en fase gaseosa, el frente interactúa directamente con los fluidos de yacimiento (inicialmente agua y aceite), parte del CO₂ se desplaza hacia la fase acuosa y parte de él hacia la fase oleica (Valores K Gaseoso-Acuoso y Gaseoso-Oleico partiendo de la fase gas). Por otra parte, el CO₂ es un pseudo-componente inicialmente existente en el aceite. Los fluidos del yacimiento, al momento de rebasar la presión de saturación, libera al CO₂ proporcionalmente a la disminución de presión (Valores K Gaseoso-Acuoso y Gaseoso-Oleico desde la fase líquida). Por otra parte, el CO₂ también tiene interacción entre las dos fases líquidas (Agua y Aceite). Al estar en contacto las dos interfaces, el CO₂ cambia de fase acuosa a fase oleica y viceversa sin pasar a la fase gas (Valores K Acuoso-

Oleico y Oleico-Acuoso). La interacción entre las fases se puede observar en la Figura 21.

La Figura 22, muestra la comparación del comportamiento de la producción acumulada de HO con respecto a la relación gas/vapor del Caso 1 y el Caso 2.

Tabla 16. Intercambio de fases para cada componente: Caso 2.

		Fase		
		Acuoso	Oleico	Gaseoso
Componente	Agua	✓		✓
	CO ₂	✓	✓	✓
	LO		✓	
	HO		✓	

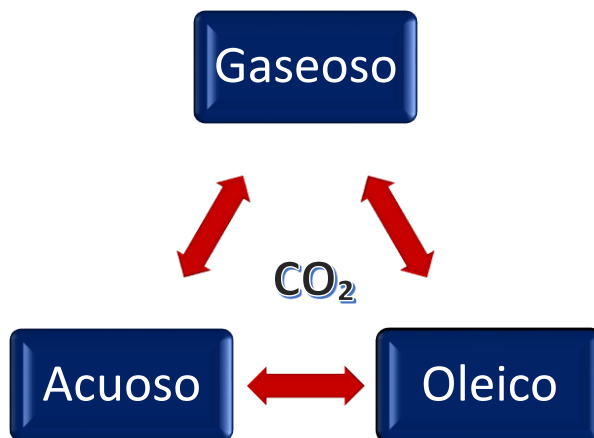


Figura 21. Interacción entre las tres fases del modelo.

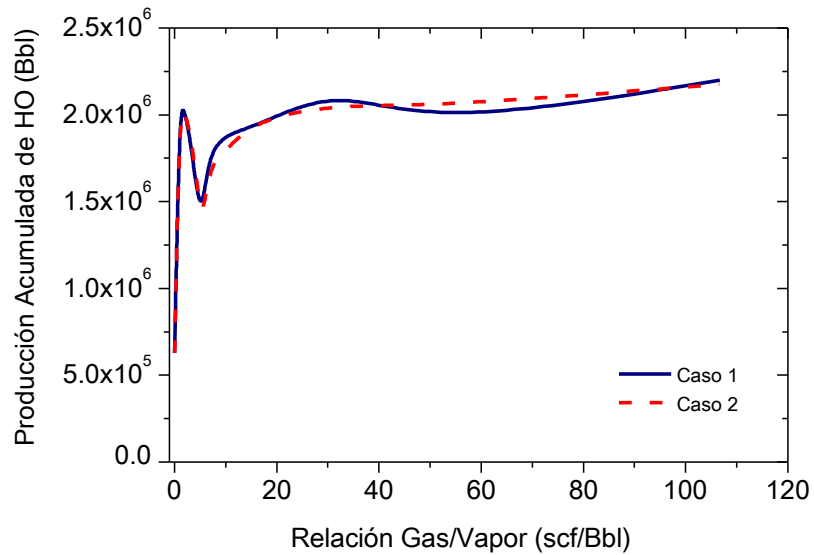


Figura 22. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 1-Caso 2.

Caso 3.

En este caso se supone que el CO₂ tiene transferencia de masa en ambas fases oleica y acuosa. Los componentes ligeros (LO) tienen transferencia de masa con la fase gaseosa. Los componentes pesados (HO) del aceite se mantienen siempre en la fase oleica como se muestra en la Tabla 17. La Figura 23, muestra la comparación del comportamiento de la producción acumulada de HO con respecto a la relación gas/vapor del Caso 2 y el Caso 3. Las producciones de HO a diferentes RGV de este caso se encuentran en el Apéndice D.

Tabla 17. Intercambio de fases para cada componente: Caso 3

		Fase		
		Acuoso	Oleico	Gaseoso
Componente	Agua	✓		✓
	CO ₂	✓	✓	✓
	LO		✓	✓
	HO		✓	

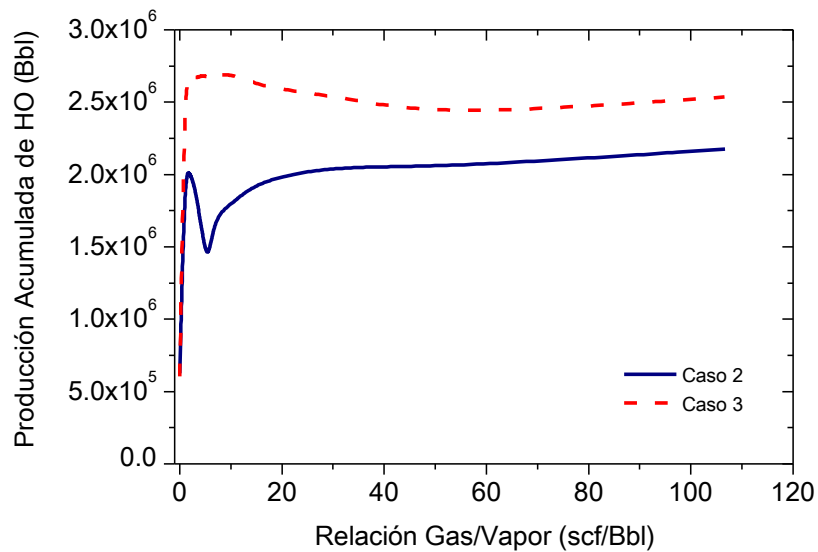


Figura 23. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 2-Caso 3.

Caso 4.

En este caso se supone que el CO₂ tiene transferencia de masa en ambas fases oleica y acuosa. Los componentes ligeros (LO) del aceite en este caso tienen transferencia de masa con ambas fases gaseosa y acuosa. Los componentes pesados (HO) del aceite permanecen siempre en la fase oleica como se muestra en

la Tabla 18. La Figura 24, muestra la comparación del comportamiento de la producción acumulada de HO con respecto a la relación gas/vapor del Caso 3 y el Caso 4. Las producciones de HO a diferentes RGV en este caso se encuentran en el Apéndice D.

Tabla 18. Intercambio de fases para cada componente: Caso 4.

		Fase		
		Acuoso	Oleico	Gaseoso
Componente	Agua	✓		✓
	CO ₂	✓	✓	✓
	LO	✓	✓	✓
	HO		✓	

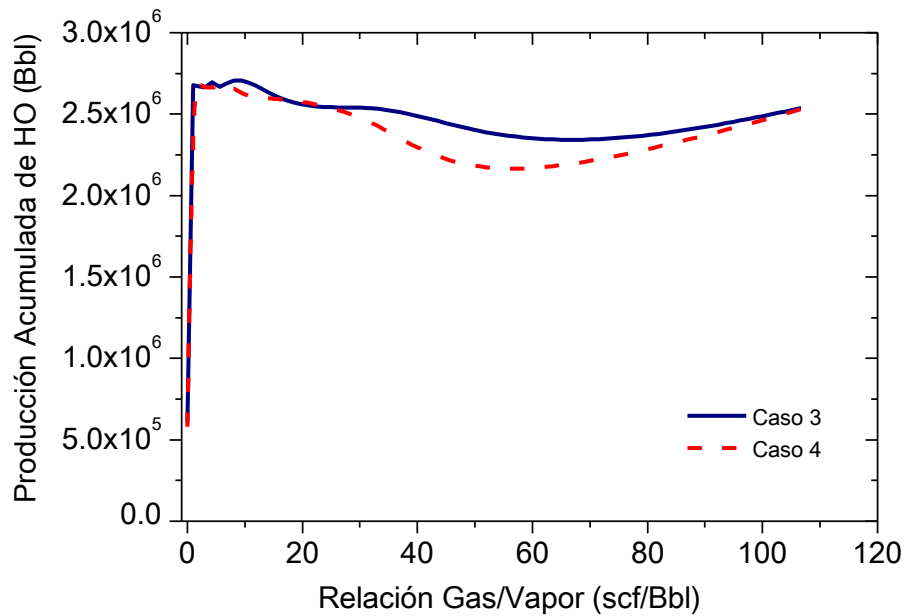


Figura 24. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 3-Caso 4.

Caso 5.

En este caso se supone que el CO₂ tiene transferencia de masa en ambas fases oleica y acuosa. Los componentes ligeros (LO) del aceite en este caso tienen transferencia de masa con ambas fases gaseosa y acuosa. Los componentes pesados (HO) del aceite tienen transferencia de masa con la fase gaseosa (Tabla 19). La Figura 25, muestra la comparación del comportamiento de la producción acumulada de HO con respecto a la relación gas/vapor del Caso 4 y el Caso 5. Las producciones de HO a diferentes RGV de este caso se encuentran en el Apéndice D.

Tabla 19. Intercambio de fases para cada componente: Caso 5.

		Fase		
		Acuoso	Oleico	Gaseoso
Componente	Agua	✓		✓
	CO ₂	✓	✓	✓
	LO	✓	✓	✓
	HO		✓	✓

Se puede observar que al hacer el modelo cada vez más realista hay variaciones, ligeras entre los casos 1-2 y 3-4 y grandes entre los casos 2-3 y 4-5.

Se puede saber que el intercambio de masa de los componentes del aceite (CO₂ y LO) con la fase acuosa no tiene importancia significativa para la simulación de la inyección de CO₂ miscible. La explicación lógica de esta situación es que los coeficientes de equilibrio de líquido-líquido son muy pequeños. Estos coeficientes son casi despreciables porque como se mencionó en el Capítulo II, las fases oleica y acuosa son apolares y la interacción entre ellos es mínima. Sin embargo, las fases oleica y gaseosa son polares, por lo tanto los coeficientes de equilibrio gas-líquido son más grandes.

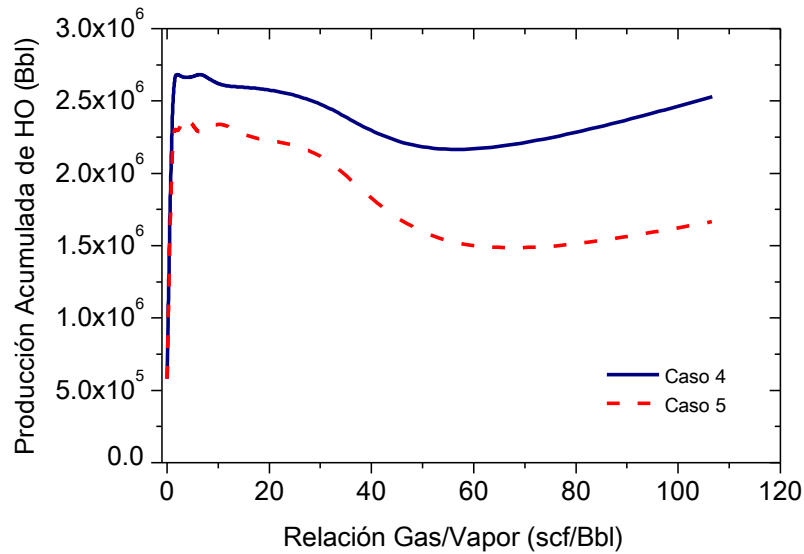


Figura 25. Producción Acumulada vs Relación Gas/Vapor: Caso 4-Caso 5.

Aunque las interacciones entre las fases oleica y acuosa son muy pequeñas, el modelo utilizado es el Caso 5 por razones objetivas, ya que este es el modelo más completo y no se debe escatimar al momento de simular el fenómeno.

Caso óptimo

Se puede observar que, en la mayoría de los casos, el CO₂ en fracciones molares pequeñas se permite obtener mayores producciones o en su defecto producciones de la misma magnitud que al usar porcentajes de CO₂ grandes. Conforme más CO₂ se utiliza los costos se elevan y la dificultad de realizar estas operaciones aumenta. Así que las concentraciones de CO₂ para el caso óptimo son bajas. En el Caso 5, la mayor producción con menor volumen de CO₂ utilizado es la de fracción molar de 0.15 (caso óptimo).

3.2.3 Efecto de presión-temperatura

La presión de inyección es un factor que necesita ser estudiado para lograr un buen desplazamiento y optimizar la producción. No es sugerido aplicar el mismo valor de presión de inyección a todos los yacimientos, ya que siempre existirán diferencias entre ellos. Este valor depende de algunos criterios establecidos en el yacimiento, como los gradientes de presión de fractura y de poro, propiedades del fluido de yacimiento, entre otros.

Por otra parte, termodinámicamente hablando las presiones de vapor saturado dependen de la temperatura, esto se puede observar fácilmente en un diagrama de fases del vapor. Las temperaturas correspondientes para cada presión de vapor saturado se tomaron de Faires *et al.* (1990).

La eficiencia de la presión-temperatura de inyección es posible predecirse con ayuda de un simulador numérico. En este trabajo se realizaron simulaciones a diferente presión-temperatura a fin de observar el comportamiento en los casos de vapor solo y vapor + CO₂. En la Figura 26, se indica la producción acumulada en 10 años a diferentes presiones de inyección.

Caso óptimo.

Se notó que el caso de vapor solo obtuvo producciones menores que el caso de vapor-CO₂ a presiones bajas, mientras que a presiones altas ocurrió lo inverso. Por lo tanto, es necesario la delimitación de la presión del CO₂ añadido al vapor para que sea conveniente la co-inyección. El área sombreada mostrada en la Figura 26 es la zona conveniente del CO₂ (1800 psi -2600 psi), ya que, al sobrepasarla, usar CO₂ no mejora la recuperación.

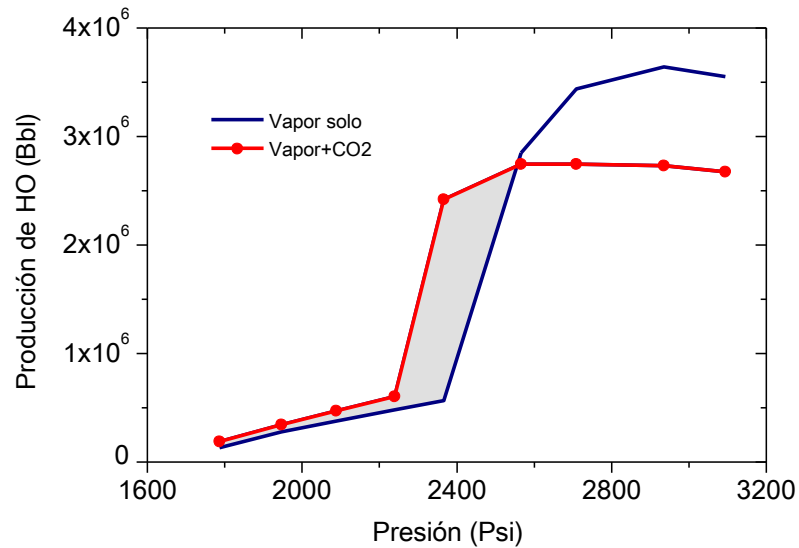


Figura 26. Producción acumulada vs Presión de inyección.

La presión de inyección óptima es de 2366 psi a una temperatura de 662 °F, la cual coincide con la utilizada en Arteaga *et al.* (2012).

Debido a que la corriente de inyección es bifásica, el CO₂ debe de inyectarse a las mismas condiciones que el vapor. A estas condiciones el CO₂ se comporta como un gas supercrítico (Apéndice A) de acuerdo a su diagrama de fases, por esto el CO₂ cuenta con densidades altas (del orden de $55 \frac{lb}{pie^3}$).

3.2.4 Efecto de la calidad del vapor

El vapor de agua puede inyectarse a diferentes calidades manteniendo la misma presión y temperatura. De acuerdo a lo descrito por Hong (1994), “Ninguna calidad de vapor puede ser óptima para todos los yacimientos o todos los modos de operación”, se debe de encontrar la calidad óptima para este caso.

Se realizó una variación de calidades entre 60% y 90% para observar los cambios en la producción de HO. La Figura 27, muestra la producción del caso de vapor solo y vapor + CO₂ a diferentes calidades. La calidad que obtuvo mejores resultados fue 75%. Esta calidad fue la aceptada como óptima.

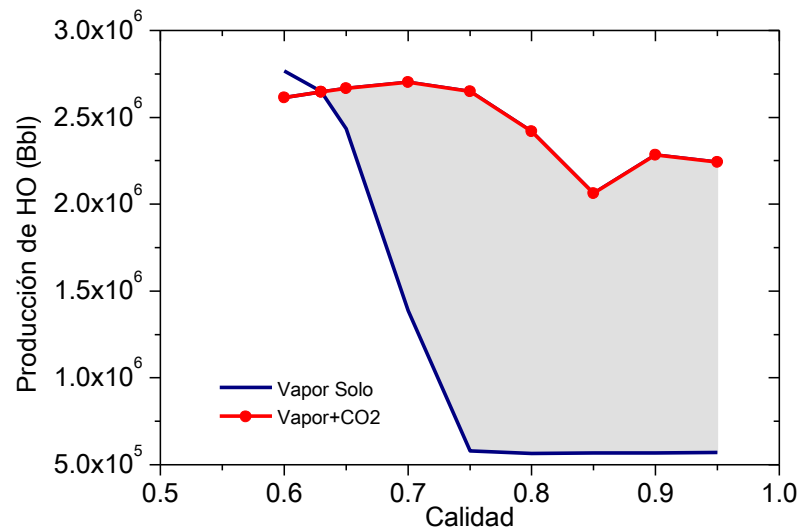


Figura 27. Calidad vs Producción.

Caso óptimo.

En el modelo óptimo se usó una malla de 33 bloques en “i” por 33 bloques en “j” por 8 capas en “k”, una concentración de CO₂ adicional de 15%, una presión de inyección de 2366 psi a una temperatura de 662°F y una calidad de 75%.

Capítulo IV

Resultados de la inyección de vapor-CO₂

Una vez determinado el caso óptimo, se determinaron las ventajas y desventajas del efecto del CO₂ al ser adicionado al vapor. Hasta el momento el único parámetro que se analiza, en esta tesis, es la producción de HO. En este capítulo se presentan todos los componentes se producen.

4.1 Factor de recuperación

Las producciones de HO y LO de ambos casos, vapor solo y vapor + CO₂ se dividen en dos categorías: las producidas en fase gas y las producidas en fase oleica. Las producciones de los componentes LO y HO predichos son medidos a condiciones estándar. Debido a que los componentes ligeros (LO) son liberados en tubería por efectos de presión, en superficie estos componentes se obtienen en fase gaseosa. Por otra parte, en los componentes pesados (HO) del aceite se encuentran cantidades diminutas de componentes volátiles, es por este motivo que la mayoría de la producción en superficie se encuentra en fase oleica (líquido). Así que la producción de HO y LO en fase gaseosa y oleica respectivamente son despreciables. Las producciones acumuladas de HO y LO a condiciones superficiales de la fase oleica y gaseosa respectivamente después de 10 años, se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20. Producción de HO y LO a condiciones estándar

	Producción de HO (Bbl)	Producción de LO (pie ³)
Vapor solo	0.57969E+06	0.25539E+08
Vapor + CO ₂	2.6481E+06	1.2209E+08

Para obtener el factor de recuperación se necesitan obtener los resultados de producciones acumuladas de HO y LO encontradas en la misma fase. Así que se realizaron cálculos para obtener la recuperación a condiciones de yacimiento de ambos componentes. Primeramente, se trabajó con los componentes ligeros, ya que se encuentran en fase gaseosa y hay que calcular el volumen que ocupa como líquido.

Para conocer el volumen que ocupan los componentes de LO como líquido, primeramente, se utilizó la ecuación de gases reales (Ecuación 8). En esta ecuación se toman en cuenta las presiones (P_1) y temperaturas (T_1) a las que se encuentran inicialmente el volumen de gas (V_1) (condiciones estándar). De otra manera las presiones (P_2) y temperaturas (T_2) son las condiciones a las que se lleva el volumen calculado (V_2), estas son las condiciones de saturación (492 psi a 116°F).

$$\frac{P_1 V_1}{z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{z_2 T_2} \quad (8)$$

Los factores de compresibilidad a condiciones estándar (z_1) y a condiciones de saturación (z_2) fueron calculadas de acuerdo a las fracciones molares de los componentes que LO contiene. Para la obtención de la presión pseudocrítica (sPc) y la temperatura pseudocrítica (sTc) de la mezcla, se utilizó la Ecuación 9.

$$sPc = \sum(x_i P_{c_i}); \quad sTc = \sum(x_i T_{c_i}) \quad (9)$$

Dónde:

x_i : Fracción molar de cada componente.

T_{c_i} : Temperatura crítica de cada componente.

P_{c_i} : Presión crítica de cada componente.

Una vez que se obtienen las presiones y temperaturas pseudocríticas, el factor de desviación del gas se obtuvo de la correlación de Standing and Katz, la cual se tomó de Orr y K. Jessen (2006).

Después de obtener el volumen que ocupa el gas a condiciones de saturación se necesitó utilizar la Ecuación 10 para calcular el cambio de volumen, hasta condiciones de yacimiento de los componentes LO. Utilizando el coeficiente de compresibilidad de líquidos (k) que se obtiene del modelo de aceite extrapesado en WinProp reportado en el Capítulo II, se logró calcular el cambio de volumen del líquido con respecto a la presión. El volumen de los componentes HO se calculó igualmente con la Ecuación 10, desde condiciones estándar a condiciones de yacimiento.

$$k = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (10)$$

Los volúmenes calculados de producción de HO y LO a condiciones de yacimiento se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21. Producción de HO y LO a condiciones de yacimiento.

	Producción de HO (Bbl)	Producción de LO (Bbl)	Producción total de aceite
Vapor solo	0.577929E+06	0.238630E+06	0.816559E+06
Vapor + CO ₂	2.6401E+06	1.1408E+06	3.781E+06

Conociendo la producción acumulada de aceite se puede obtener el factor de recuperación de aceite. La recuperación de aceite después de 10 años de producción para el caso de vapor solo es de 8.8% mientras que el de vapor + CO₂ es de 40.76%.

4.2 Balance de Energía

Inyectar CO₂ con el vapor implica una energía extra que se agrega al yacimiento. Además, como se menciona en los capítulos anteriores, este procedimiento acelera la producción de aceite, por lo que es necesario analizar el balance de energía. Realizando este balance, se determina la energía que se inyecta al yacimiento por CO₂ es mayor o menor a la energía que se obtiene con el aceite adicional producido por el efecto del CO₂ y saber si es conveniente o no realizar esta práctica en campo.

Energía inyectada al yacimiento por efecto de CO₂

Para calcular la energía que se inyectó al yacimiento debido al CO₂ primeramente se calculó el volumen total (V_T) de CO₂ inyectado en m³ (Ecuación 11). El flujo volumétrico de CO₂ (Q) que se usó en el caso óptimo fue de $353 \frac{Bbl}{día}$, durante un tiempo (t) de 3653 días.

$$V_T = 0.158Qt \quad (11)$$

El volumen total inyectado resultó de 203742 m³. Para calcular la masa correspondiente a ese volumen se calculó la densidad del CO₂ a las condiciones del caso óptimo. Se utilizó la ley de los gases reales para calcular la densidad del CO₂ (Ecuación 12). La presión de inyección (P) utilizada en el caso óptimo es de 161 atm, a una temperatura (T) de 623 K.

$$\rho = \frac{(PM)(P)}{zRT} \quad (12)$$

Dónde:

PM: Peso molecular del CO₂.

R: Constante universal de los gases ideales.

z: Factor de compresibilidad de los gases.

El factor de desviación del gas se obtiene de la misma manera como se mencionó anteriormente. La densidad del CO₂ resultó ser de $146 \frac{kg}{m^3}$ a dichas condiciones, ésta se comparó con la de en un simulador de termodinámica comercial y se determinó que el cálculo fue correctamente ejecutado.

Para calcular la energía inyectada al yacimiento por CO₂ se necesitó el calor específico a presión constante (cP) de este compuesto (Apéndice A). Con la densidad calculada previamente se obtiene la masa total inyectada de CO₂ (m= 29746317 kg). La energía inyectada al yacimiento por CO₂ se calculó con la Ecuación 13. El resultado fue de 1.485E+10 BTU.

$$E_i = cp * m * T \quad (13)$$

Energía producida.

Para saber la energía que se produce adicionando CO₂ se debe obtener la diferencia entre la producción de aceite con vapor-CO₂ y la del vapor solo a 10 años. Ese volumen se transformó en masa con la densidad del aceite. Se calculó la

energía de acuerdo al poder calorífico del aceite ($42686 \frac{KJ}{kg}$) (ver Apéndice A). La energía adicional producida calculada después de 10 años de inyección resultó ser de $75.6417E+10$ BTU.

La energía que se recupera del aceite producido es mayor a la energía inyectada al yacimiento. Por este motivo, el inyectar vapor-CO₂ en lugar de vapor solo es recomendable.

La siguiente información corresponde a la sección “4.5, Aportación a la industria petrolera”: al interrumpir la inyección de CO₂ después de 8 años, la energía recuperada es mayor a la calculada anteriormente (aproximadamente $2E+09$ BTU más) ya que el volumen total de inyección de CO₂ ha disminuido en 10% (129904 Bbl).

4.3 Efectos generados por CO₂

En este trabajo se describen dos efectos que genera el CO₂ en el yacimiento. Uno de ellos es que el CO₂ es un gas no condensable que viaja más rápido que el vapor, cuya función principal es transferir calor delante del frente de vapor.

El calor que transfiere el CO₂ delante del frente de vapor, genera una temperatura no uniforme a lo largo del yacimiento. Pero gracias a este proceso la recuperación de aceite por reducción de viscosidad comienza rápidamente. La Figura 28, muestra en la parte superior la temperatura en °F después de 1 año de inyección para los casos vapor solo y vapor-CO₂ y en la parte inferior la temperatura después de 7 años de inyección en los mismos casos. Como se observa, la temperatura en el caso vapor-CO₂, desde periodos cortos hasta periodos largos de inyección tiene un mayor avance que en el caso vapor solo. Con esto se confirma que el CO₂ rebasa al frente de vapor, transfiriendo el calor que contiene hacia la formación y los fluidos dentro de ella.

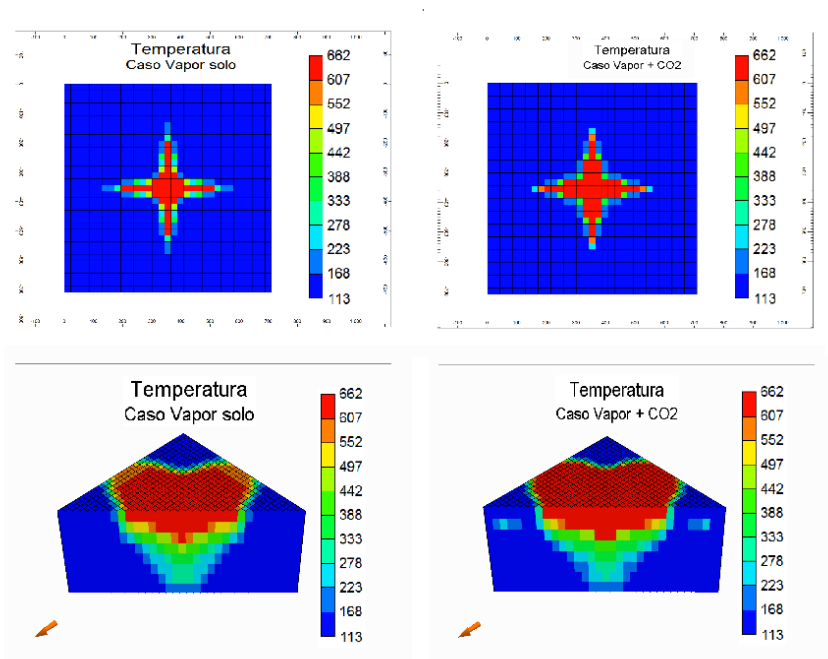


Figura 28. Temperatura del caso vapor solo y caso vapor-CO₂ después de 1 y 7 años.

Por otra parte, se concluye en trabajos realizados anteriormente (Harding *et al.*, 1987; Leung, 1983) que la miscibilidad del CO₂ en el aceite es uno de los motivos principales por los que se logra la reducción de viscosidad. Para demostrar la importancia de lo antes mencionado, en este trabajo se analizaron los resultados que arrojó la simulación del caso óptimo.

La Figura 29, muestra la miscibilidad del CO₂ en la fase oleica a través de la fracción molar de este componente en dicha fase, así como la temperatura y la viscosidad de los componentes HO y LO. Estas propiedades se calculan a lo largo de un camino, desde el pozo inyector (distancia: 0 pies) hasta la celda “14 3 1”, en donde la miscibilidad llega a tener algunos de los valores más altos de miscibilidad durante toda la inyección (300 pies-310 pies). Este resultado se calculó en un tiempo de 4 años. Esto se hizo con el fin de lograr explicar la relevancia en la disminución de viscosidad por miscibilidad. Como se puede observar en la Figura 29, la temperatura en la celda antes mencionada es de 375.26 °F y las viscosidades de HO y LO son

de 11.4253 cP y 1.7533 cP respectivamente. Para esta temperatura a los componentes HO y LO le corresponde una viscosidad de 11.6587 cP y 1.7759 cP, según las propiedades calculadas en el simulador WinProp. Pero como se puede notar, las viscosidades son ligeramente más pequeñas. Esto quiere decir que las viscosidades fueron reducidas (0.2334 cP para HO y 0.0226 cP para LO) por miscibilidad del CO₂ en el aceite, pero esta reducción es prácticamente insignificante.

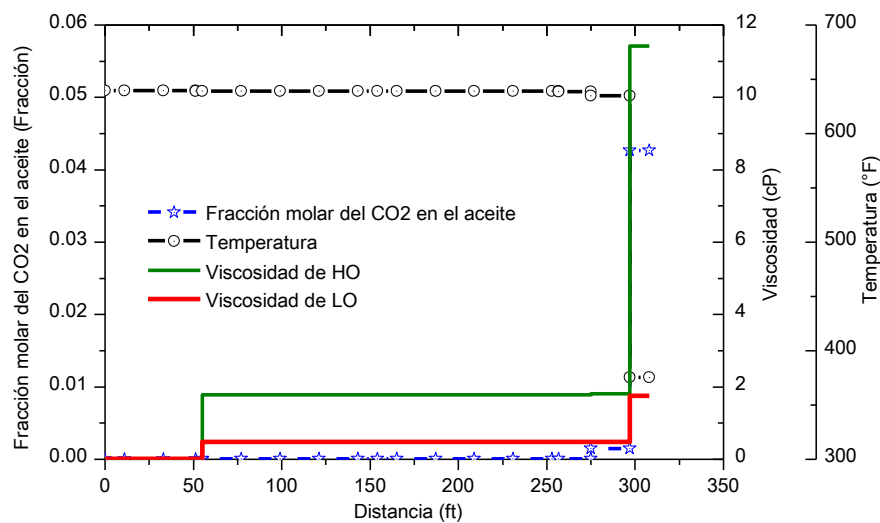


Figura 29. Reducción de viscosidad del aceite por miscibilidad.

Como se mencionó anteriormente, la fracción molar del CO₂ en la fase oleica que está representada en la Figura 29, es la más alta durante la inyección. Así que al tomar como base esa fracción molar, se conoce la cantidad de CO₂ del total inyectado que ha sido disuelto en un tiempo determinado. La fracción molar de CO₂ presente en la fase oleica en condiciones iniciales es de 0.01952, por lo que al aumentar esta fracción a 0.04267, significa un máximo de 0.02315 de CO₂ de un total de 0.15 inyectado. Así que se puede afirmar que solo un máximo de 15.43% del CO₂ inyectado entra a la fase oleica.

Por otra parte, debido a que el vapor y el CO₂ transmiten calor al aceite, se logra una expansión térmica. Como se conoce, mientras más se expanda un fluido, existe más dificultad que otro se pueda disolver en él. Así que a este fenómeno se le atribuye la pequeña cantidad de CO₂ que puede ser disuelto en aceite.

4.4 Otros resultados

Además del factor de recuperación del aceite se deben de evaluar el agua y el gas producidos. Para observar mejor estos parámetros, se grafica el corte de agua y la relación gas/aceite (RGA), ambos contemplando solamente el aceite líquido producido (HO). La Figura 30, muestra estos dos parámetros con respecto al tiempo de inyección. El corte de agua máximo es de 80% después de 8 años de inyección, mientras que el RGA máximo es de 137 pie³/Bbl después de 9 años de inyección. Estos valores dependen proporcionalmente de la movilidad de cada fluido. La movilidad de los fluidos aumenta cuando la inyección ha llegado a pozos productores. Es por este motivo que hay un aumento en la producción de gas y producción de agua cuando se alcanza la ruptura (Apéndice A).

Es claro que el corte de agua se calcula con respecto a líquidos producidos (agua y aceite), por esto es que solo se toma en cuenta la fase pesada del aceite (HO). Pero en cuanto al gas se toman en cuenta los componentes LO y CO₂ producidos. El CO₂ es un gas no deseable en instalaciones superficiales, ya que este no sirve a la hora de llevar el aceite a la venta. Por este motivo es necesario conocer el volumen del gas producido que es conformado por CO₂. La Figura 31 muestra la comparación de la producción de CO₂ inyectado y el producido con respecto al tiempo. Se observa que al momento de alcanzar la ruptura, empieza la producción masiva de CO₂ por la canalización hacia los pozos productores. Antes de ese tiempo se produce solamente CO₂ que se encuentra del fluido inicial del yacimiento inicialmente.

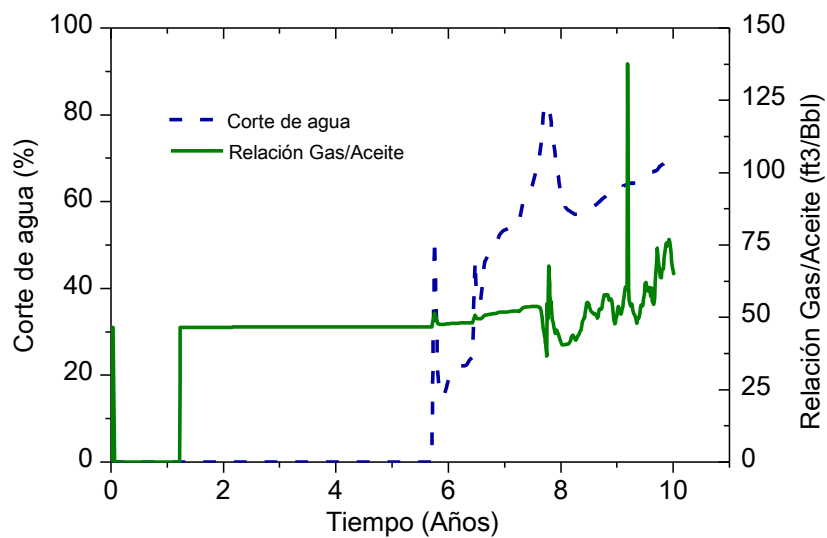


Figura 30. RGA y Corte de agua del caso óptimo.

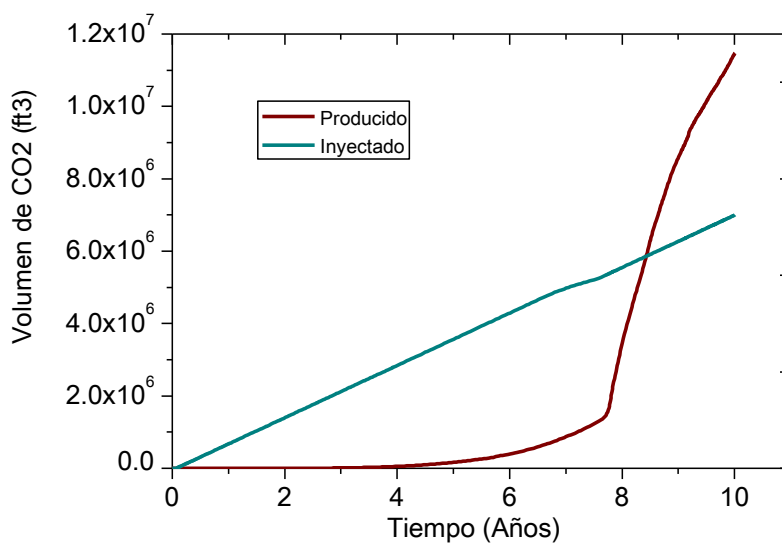


Figura 31. CO₂ producido e inyectado contra tiempo.

4.5 Aportación a la Industria Petrolera

Como se describió anteriormente, la principal función del CO₂ al inyectarse junto con el vapor, es la transferencia de calor delante del frente de vapor (condiciones no miscibles).

Por lo tanto, se afirma que el CO₂ al llegar a un tiempo determinado cumple con su función principal, por lo que no es necesario continuar la inyección. Esto se observa en los perfiles de ambos casos, vapor solo y vapor-CO₂. La Figura 32, muestra en la parte superior los perfiles de flujo fraccional de la fase gaseosa y en la parte inferior los perfiles de temperatura en °F (los perfiles son obtenidos después de 10 años).

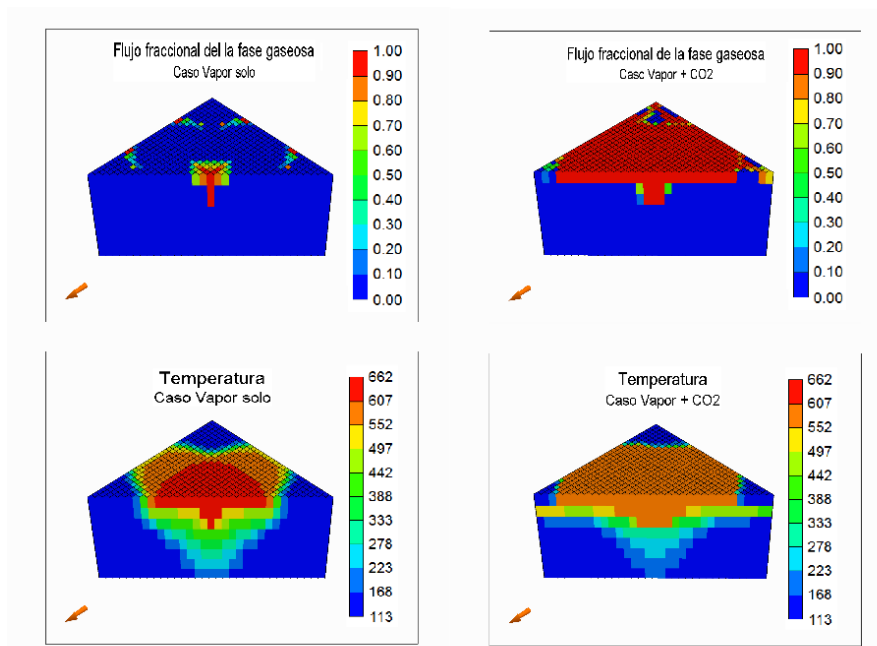


Figura 32. Perfiles de flujo fraccional de la fase gaseosa y temperatura de ambos casos a 10 años.

En los perfiles de temperatura de la Figura 32, se observa que en el caso de vapor solo se logra una transferencia de calor menos uniforme. Mientras que en el caso de vapor-CO₂ la temperatura se transfiere homogéneamente y rápidamente hacia las fronteras del mallado y se nota una temperatura ligeramente menor.

Por otra parte, se observa que en el caso de vapor + CO₂ hay un avance mayor en comparación con el caso de vapor solo. El CO₂ en 10 años llegó a los pozos productores, por tal motivo, no es necesario inyectarlo más. Al parar la inyección de CO₂ aún se desplaza el que se encuentra cercano al pozo inyector hacia los pozos productores, es posible parar la inyección antes de 10 años. Entonces se decidió dejar de inyectar CO₂ después de 8 años y continuar solamente con inyección de vapor con el motivo de no afectar el factor de recuperación después de 10 años. Al hacer esto, se observó que en efecto no hay cambios negativos en la producción de aceite sino al contrario, se obtiene un factor de recuperación 0.52% mayor. La Figura 33, indica las producciones de aceite del caso vapor + CO₂ sin detener la inyección de CO₂ e interrumpiendo la inyección de CO₂ después de 8 años.

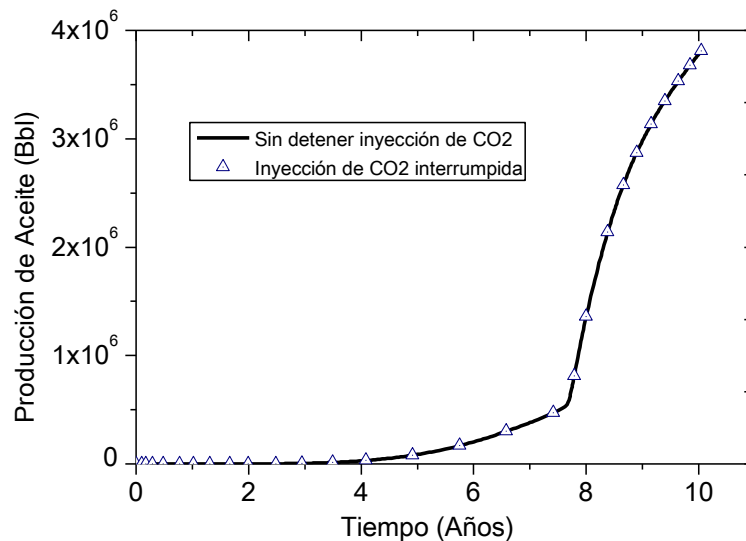


Figura 33. Producción de aceite sin detener la inyección de CO₂ y deteniéndose después de 8 años.

Conclusiones y recomendaciones

Para simular correctamente el fenómeno de la transferencia de masa se debe contar con los coeficientes de equilibrio termodinámico. Estos coeficientes dependen directamente de la composición del fluido de formación y de sus propiedades, así como de la sustancia inyectada. El efecto de la transferencia de masa hacia la fase acuosa, en la recuperación de aceite es prácticamente despreciable, así que, si no se toma en cuenta, la simulación no se afectaría en proporciones importantes. Por otra parte, se debe de tomar en cuenta la transferencia de masa de la fase oleica a la fase gaseosa y viceversa.

La miscibilidad del CO₂ en aceites extrapesados cuando se adiciona a una corriente de vapor se da en pequeñas proporciones debido a que la expansión térmica del fluido no permite que las moléculas de CO₂ ingresen a la fase perteneciente al aceite. Sólo un máximo de 15.43% del gasto de CO₂ inyectado es miscible en el aceite, así que la viscosidad no se ve afectada por este fenómeno. Pero existen condiciones óptimas de expansión-miscibilidad.

La viscosidad del aceite disminuye primordialmente por la transferencia de calor en el medio, así que adicionar CO₂ al vapor es eficiente, porque el frente de este gas rebasa al frente de vapor y agua caliente, cediéndole al aceite el calor que contiene por la alta temperatura de inyección.

La co-inyección de CO₂ y vapor al usar presiones de inyección arriba de 2500 psi o temperaturas de inyección 662°F, pierde su principal efecto en la producción de aceite, que es la transferencia de calor por delante del frente de agua caliente. Esto debido a que el vapor se canaliza más rápidamente hacia los pozos productores y no se logra observar el efecto del CO₂.

La co-inyección de CO₂ y vapor al usar calidades menores a 0.65 es ineficiente, dado que el vapor a calidades pequeñas, ocasionan que el vapor ceda su energía con rapidez hacia la formación y los fluidos del yacimiento, por lo que el CO₂ no cuenta con energía suficiente para transferir por delante del banco de agua caliente.

La cantidad de CO₂ que se adiciona al vapor afecta en el resultado del factor de recuperación. Concentraciones pequeñas parecen obtener mejores resultados que las concentraciones mayores. Para condiciones óptimas de la simulación, solo 353 Bbl/día de CO₂ en una corriente combinada de vapor y CO₂ de 2353 Bbl/día (15% de CO₂) son necesarios para obtener mayores recuperaciones de aceite.

Después de 10 años de inyección el caso de vapor-CO₂ se obtiene un factor de recuperación de 40.76%, mientras que el caso de vapor solo obtiene un factor de recuperación de 8.8%.

Ya que el CO₂ tiene como principal función la transferencia de calor por delante del frente de vapor, al momento de llegar a la ruptura, no es necesario continuar con su inyección. Si se detiene la inyección de CO₂ después de 9 años se obtiene 0.52% mayor recuperación y se ahorra un 10% del volumen total inyectado al yacimiento.

Referencias bibliográficas

Ault, K. C. H. a. J. W. (1984). "Effects of Noncondensable Gas Injection on Oil Recovery by Steamflooding." Journal of Petroleum Technology.

C., L. L. (1983). "Numerical Evaluation of the Effect of Simultaneous Steam and Carbon Dioxide Injection on the Recovery of Heavy Oil."

Computer Modelling Group, L. (2010). Ajustando la Ecuación de Estado (EOS) de Peng Robinson para Cotejar un PVT de Petróleo Pesado., Computer Modeling Group.

Dietrich, E. L. C. a. J. K. (1983). "Viscous Fingers and Gravy Tongues in CO₂-Steam Stimulation." SPE-AIME.

F. M. Orr, K. J. (2006). Gas Properties. Petroleum Engineering Handbook L. W. Lake, SPE. 1.

Faires V. M., S. C. M. (1990). Termodinámica.

Hong, K. C. (1994). "Effects of Steam Quality and Injection Rate on Steamflood Performance." Society of Petroleum Engineers.

Hussein Alboudwarej, J. J. F., Shawn Taylor, Rob Badry, Chad Bremner, Brent Brough, Craig Skeates, Andy Baker, Daniel Palmer, Katherine Pattison, Mohamed Beshry, Paul Krawchuk, George Brown, Rodrigo Calvo, Jesús Alberto Cañas Triana, Roy Hathcock, Kyle Koerner, Trevor Hughes, Dibyanu Kundu, Jorge López de Cárdenas, Chris West (2006). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review, Schlumberger: 38.

K. Aziz, A. B. R., P. T. Woo (1987). "Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators." Journal of Petroleum Technology: 9.

Kankanamge, T. (2013). Pore pressure and fracture pressure modelling with- offset well data and its application to- surface casing design of a development well Deep Panuke Gas Pool Offshore Nova Scotia, Dalhousie University. **Master Engineering**.

M.W. Hornbrook, K. D., Suhall Qadeer, R.D. Ostermann, D.O. Ogbe (1991). "Effects of CO2 Addition to Steam on Recovery of West Sak Crude Oil." SPE Reservoir Engineering: 278-286.

Malcolm, T. S. a. J. D. (1985). "Simulation of a large steam-CO2 co-injection experiment." JCPT Computers and Engineering.

MC. Marcela Arteaga Cardona, A. A. R., Juan B. Altamirano Rayón (2012). "Prueba piloto de inyección cíclica de vapor, Campo Samaria Neógeno – primera etapa." Sección Técnica-PEMEX Exploración y Producción Volumen LII: 15.

Mercado D.S., M. S. N., Soto C.T. (2006). "Simulación de un piloto de inyección continua de vapor usando pozos horizontales."

S.C. Liu, M. P. S., H.G. Harris (1995). "Steam and CO2 Combination Flooding of Fractured Cores: Experimental Studies." The Petroleum Society of CIM.

T.G. Harding, S. M. F. A., D.L. Flock (1987). "Numerical Simulation of Laboratory Steam Flood Experiments with Carbon Dioxide and Nitrogen Additives." Petroleum Society of CIM.

Apéndice A: Conceptos teóricos

Agrupamiento de componentes (Lumping). Es una forma de obtener una disminución de componentes, juntando dos o más de ellos. Esto se puede realizar solamente si los componentes son compatibles entre ellos. La ventaja de hacer esta operación es agilizar el tiempo de cómputo sin la alteración de resultados.

Banco de aceite. Es la zona de yacimiento en donde existe una acumulación de volumen de aceite y por tanto su saturación incrementa durante algún método de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Calor específico a presión constante (cP). El calor específico a presión constante de una sustancia pura es el cambio de entalpía para una unidad de masa (o un mol) entre dos estados de equilibrio a la misma presión por grado de cambio de temperatura.

Calor latente. Es la energía necesaria por una sustancia para cambiar de fase sin aumentar su temperatura.

Coefficiente de interacción de hidrocarburo. Es un exponente necesario para conocer la cantidad de interacciones moleculares entre moléculas distintas, el valor de este coeficiente se obtiene al ajustar la presión de saturación predicha en un simulador con la experimental.

Correlación de Twu. Es una correlación usada para hallar la presión crítica, temperatura crítica y el volumen crítico, basada en la expansión de perturbación que tienen las parafinas normales con un compuesto de referencia.

División de fracción adicional (Plus fraction splitting). Es un método utilizado para obtener numéricamente las composiciones de los componentes de un fluido, a partir de las propiedades de ese fluido medidas en experimentación. Algunas de

estas propiedades son: Peso molecular, gravedad específica, composición del fluido con respecto al total medido en experimentos, etc.

Entalpía. Cantidad de energía que un sistema termodinámico puede intercambiar (liberar o absorber) con el entorno que lo rodea.

Fluido supercrítico. Se dice que un fluido es supercrítico cuando las condiciones de presión y temperatura a las que se maneja el mismo, rebasan el punto crítico. Un fluido supercrítico tiene propiedades de transporte como un gas y se comporta como disolvente como un líquido.

Frente de inyección. Zonas del yacimiento que están saturadas por fluidos de inyección, por ejemplo: agua, vapor, gas, etc. que provocan que parámetros de yacimiento sean alterados parcial o totalmente.

Histéresis. Fenómeno que crea una diferencia entre las curvas de drene e imbibición en una gráfica de presión capilar vs saturación de agua. Esto puede atribuirse al atrapamiento de la fase no mojante en el medio poroso.

Peng-Robinson (1978). Ecuación de estado desarrollada a partir de la ecuación de Peng-Robinson (1976) por los mismos autores. La diferencia entre estas dos ecuaciones es que en la ecuación de Peng-Robinson (1978) se pueden utilizar componentes de hidrocarburos más pesados (n-decano).

Poder calorífico. Es la cantidad de energía liberada en una combustión completa por unidad de masa de combustible, sin tomar en cuenta el calor latente de vapor de agua generado en la combustión.

Polaridad molecular. Es una propiedad que representa la separación de las cargas eléctricas en una molécula. Un enlace es más polar cuanto mayor sea la diferencia entre las electronegatividades de los átomos que se enlazan.

Relación CO₂/vapor. Es la relación del volumen de CO₂ por unidad de vapor inyectado. Este valor debe de ser acertado si es que se requiere de una inyección de vapor- CO₂ exitosa.

Ruptura. El momento en que cualquier fluido inyectado arriba a pozos productores y la producción de este fluido incrementa en volúmenes grandes.

Valores K. Llamados también coeficientes de equilibrio termodinámico. Es un valor de la relación de la fracción molar de un componente encontrado en una fase con respecto a la fracción molar del mismo componente encontrado en otra fase. Las fases manejadas normalmente en la industria petrolera son aceite y gas.

Apéndice B: Modelo Matemático de ISCOM

Suposiciones básicas.

- El modelo puede operar en una, dos o tres dimensiones con espaciamiento de malla variable.
- El número de componentes es variable, y los componentes son distribuidos en cuatro fases: agua (w), aceite (o), gas (g) y sólido (c).
- Los componentes del agua y el aceite pueden ser presentados en ambas fases, aceite y agua, para un tratamiento de emulsiones aproximado.
- El número y tipo de reacciones químicas es variable.
- La roca y los fluidos de yacimiento son compresibles.
- La presión capilar y los términos de gravedad son tomados en cuenta.
- El yacimiento está en equilibrio termodinámico.
- La transferencia de masa en la interfaz toma lugar debajo de las condiciones de equilibrio.
- El transporte de calor es a través de convección y conducción.
- La pérdida de calor a los alrededores (normalmente el casquete o la base de la roca) es incluido.
- La difusión es despreciable.
- Las condiciones de inyección y de producción para un pozo determinado son a gasto constante, presión constante o presión constante limitada por un gasto máximo.

El conjunto de ecuaciones del simulador se compone por ecuaciones de continuidad para cada componente, la ecuación de conservación de energía, restricciones algebraicas y relaciones de fase de equilibrio.

El número total de componentes (N_c) consiste en 1 componente de agua, (N_o) son los componentes del aceite, los cuales son líquidos a condiciones estándar (100

kPa, 15 °C), (N_g) son los componentes de gas, los cuales son gaseosos a condiciones estándar y 1 componente sólido. Así $N_c = 2 + N_o + N_g$. La secuencia de componentes es la siguiente: agua, aceite (del más pesado al más ligero), gases (oxígeno el último), y coque.

La ecuación de continuidad N_c-1 (Ecuación 14) para los componentes del fluido son de la forma:

$$-\nabla \sum_{L=1}^3 (X_{Li} C_L V_L) + \sum_{nr=1}^{NR} (s_{nr,i} R_{nr} + Q_i) = \frac{\partial \phi^*}{\partial t} \sum_{L=1}^3 x_{Li} C_L S_L \quad i = 1, \dots, N_c - 1 \quad (14)$$

s_{nr} -> Coeficiente estequiométrico del reactante del número de reactantes químicos

R_{nr} -> Gasto de reacción ($\frac{mol}{m^3 día}$)

Q_i -> Gasto de inyección o producción ($\frac{mol}{m^3 día}$)

Donde los valores 1, 2 y 3 del índice L corresponden a las fases de agua, aceite y gas. C_L Es la densidad molar de la fase L y V_L es la velocidad de la fase:

$$V_L = -kk_{rL} / \mu_L \nabla (P_L - G_L) \quad (15)$$

ϕ^* , es la porosidad de la fase líquida con relación a la porosidad total ϕ a través de un factor que volumen ocupado del sólido:

$$\phi^* = \phi \left(1 - \frac{C_c}{C_c^*} \right) \quad (16)$$

Donde C_c es la densidad molar del coque de yacimiento (número de moles de coque/ total de espacio vacío del yacimiento), y C_c^* es la densidad molar del coque puro.

La ecuación de continuidad para el coque inmóvil (Ecuación 17) está dada por:

$$\sum_{nr=1}^{NR} S_{nr, Nc} R_{nr} = \frac{\partial}{\partial t} \phi C_c \quad (17)$$

La ecuación de conservación de la energía (Ecuación 18) contiene convección, conducción, reacción, inyección, producción y términos de pérdida de calor:

$$\begin{aligned} & -\nabla \sum_L \bar{H}_L \vec{V}_L + \nabla \lambda_h \nabla T + \sum_{nr=1}^{NR} R_{nr} \bar{H}_{nr} \\ & + \sum_{i=1}^{Nc} Q_i \bar{H} Q_i - \bar{H} loss \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi^* \sum_L C_L S_L \bar{U}_L + \phi C_c \bar{U}_c + (1 - \phi^*) C_R \bar{U}_R \right] \end{aligned} \quad (18)$$

Hay cuatro ecuaciones de restricción: una para saturaciones y tres para fracciones molares:

$$\sum_{L=1}^3 S_L = 1 \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^{Nc} X_{Li} = 1 \rightarrow L = 1, \dots, 3 \quad (20)$$

Las ecuaciones del número de fases en equilibrio, depende del número de componentes permitidos estar presentes en más de una fase, las ecuaciones son de tres tipos:

$$X_{gi} = X_{oi} K_{oi} \quad (21)$$

$$X_{gi} = X_{wi} K_{wi} \quad (22)$$

$$X_{oi} = X_{wi} K_{owi} \quad (23)$$

Los valores de las constantes de equilibrio diferentes de cero K_{owi} permiten un tratamiento aproximado del flujo de emulsión.

Propiedades físicas.

La mayoría de las propiedades físicas del modelo son expresadas a través de correlaciones estándar.

En las siguientes ecuaciones se muestran los valores K de equilibrio, que tienen una forma especial para los componentes de agua y aceite:

$$K_{w1} = 8.777 \cdot 10^{-3} (T - 243)^{4.76} \left[\frac{S_w}{P(S_w + \varepsilon_w)} \right] \quad (24)$$

$$K_{o2} = e^{AK_2 + BK_2 / (T - CK_2)} \left[\frac{S_w}{P(S_o + \varepsilon_o)} \right] \quad (25)$$

$$K_{oi} = e^{AK_1 + BK_1 / (T - CK_1)} \rightarrow i = 3, \dots, No \quad (26)$$

Los valores K del agua y del aceite pesado han sido multiplicados por factores dependientes de la saturación, los cuales evitan la necesidad para sustitución variable cuando uno de las fases líquidas desaparece. Un sistema físico con pseudo valores K contiene las tres fases de fluido a cualquier condición de presión y temperatura. Sin embargo, la cantidad de una fase que en realidad no debería estar presente a ningún conjunto de condiciones dada es muy pequeño y no influye apreciablemente en el comportamiento del sistema.

Reacciones Químicas.

Cada reacción química entre los componentes N_c y a_1 es representada por la siguiente ecuación:

$$\sum_1 s_{nr,1}^* a_1 = \sum_1 s_{nr,1}^* a_1 \rightarrow nr = 1, \dots, NR \quad (27)$$

Las reacciones químicas entre los mismos componentes en diferentes fases son consideradas como reacciones separadas:

$$R_{nr} = r_{nr} e^{(-E_{nr} RT) \pi (D_{Lm})^{\varepsilon_m}} \quad (28)$$

Donde el índice m engloba todas las componentes que reaccionan con coeficientes de estequiometría diferentes de cero en la parte izquierda de la Ecuación 28.

Los factores de densidad D_{Lm} son iguales a:

$$D_{Lm} = \varnothing X_{Lm} C_L S_L \quad (29)$$

Apéndice C: Tablas de valores K

Valores K Gas-Líquido: CO₂

		Presión (psi)												
		100	300	500	700	900	1100	1300	1500	1700	1900	2100	2300	2500
Temperatura (°F)	80	13.792	4.9762	3.2324	2.4999	2.1052	1.8644	1.7063	1.5975	1.5196	1.4621	1.4181	1.3835	1.3554
	140	19.504	6.9191	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159	4.4159
	200	25.272	8.8623	5.5901	4.7751	4.7751	4.7751	4.7751	4.7751	4.7751	4.7751	4.7751	4.7751	4.7751
	260	30.695	10.677	6.6809	4.9731	4.9731	4.9731	4.9731	4.9731	4.9731	4.9731	4.9731	4.9731	4.9731
	320	35.489	12.275	7.6373	5.6534	5.0346	5.0346	5.0346	5.0346	5.0346	5.0346	5.0346	5.0346	5.0346
	380	39.481	13.601	8.4292	6.2154	4.9875	4.9875	4.9875	4.9875	4.9875	4.9875	4.9875	4.9875	4.9875
	440	42.587	14.631	9.0426	6.6499	5.3222	5.3222	5.3222	5.3222	5.3222	5.3222	5.3222	5.3222	5.3222
	500	44.788	15.359	9.4756	6.956	5.5574	5.5574	5.5574	5.5574	5.5574	5.5574	5.5574	5.5574	5.5574
	560	46.111	15.795	9.7342	7.1381	5.697	5.697	5.697	5.697	5.697	5.697	5.697	5.697	5.697
	620	46.606	15.957	9.8292	7.2042	5.7468	5.7468	5.7468	5.7468	5.7468	5.7468	5.7468	5.7468	5.7468
680	46.343	15.868	9.7741	7.1636	5.7141	5.7141	5.7141	5.7141	5.7141	5.7141	5.7141	5.7141	5.7141	

Valores K Líquido-Líquido: CO₂

		Presión (psi)						
		100	500	900	1300	1700	2100	2500
Temperatura (°F)	80	6.48E-02	6.50E-02	6.50E-02	6.50E-02	6.50E-02	6.50E-02	6.50E-02
	140	2.85E-02	2.87E-02	2.87E-02	2.87E-02	2.87E-02	2.87E-02	2.87E-02
	200	0.012566	0.012702	0.012702	0.012702	0.012702	0.012702	0.012702
	260	0.0055337	0.0056163	0.0056163	0.0056163	0.0056163	0.0056163	0.0056163
	320	0.0024369	0.0024833	0.0024833	0.0024833	0.0024833	0.0024833	0.0024833
	380	0.0010731	0.001098	0.001098	0.001098	0.001098	0.001098	0.001098
	440	0.00047257	0.00048547	0.00048547	0.00048547	0.00048547	0.00048547	0.00048547
	500	0.00020811	0.00021465	0.00021465	0.00021465	0.00021465	0.00021465	0.00021465
	560	9.16E-05	9.49E-05	9.49E-05	9.49E-05	9.49E-05	9.49E-05	9.49E-05
	620	4.04E-05	4.20E-05	4.20E-05	4.20E-05	4.20E-05	4.20E-05	4.20E-05
680	1.78E-05	1.86E-05	1.86E-05	1.86E-05	1.86E-05	1.86E-05	1.86E-05	

Valores K Gas-Líquido: LO

		Presión (psi)												
		100	300	500	700	900	1100	1300	1500	1700	1900	2100	2300	2500
Temperatura (°F)	80	19.941	7.0912	4.5357	3.4508	2.8559	2.4833	2.23	2.0478	1.9109	1.8045	1.7195	1.6498	1.5916
	140	25.735	9.0375	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078	5.7078
	200	31.088	10.824	6.7779	5.7684	5.7684	5.7684	5.7684	5.7684	5.7684	5.7684	5.7684	5.7684	5.7684
	260	35.751	12.373	7.7025	5.7039	5.7039	5.7039	5.7039	5.7039	5.7039	5.7039	5.7039	5.7039	5.7039
	320	39.589	13.644	8.4591	6.2391	5.5461	5.5461	5.5461	5.5461	5.5461	5.5461	5.5461	5.5461	5.5461
	380	42.555	14.624	9.0405	6.6494	5.3224	5.3224	5.3224	5.3224	5.3224	5.3224	5.3224	5.3224	5.3224
	440	44.655	15.315	9.4499	6.9376	5.543	5.543	5.543	5.543	5.543	5.543	5.543	5.543	5.543
	500	45.932	15.734	9.6966	7.1103	5.6745	5.6745	5.6745	5.6745	5.6745	5.6745	5.6745	5.6745	5.6745
	560	46.448	15.901	9.7932	7.1767	5.724	5.724	5.724	5.724	5.724	5.724	5.724	5.724	5.724
	620	46.275	15.839	9.7537	7.1467	5.6991	5.6991	5.6991	5.6991	5.6991	5.6991	5.6991	5.6991	5.6991
	680	45.484	15.573	9.5925	7.0302	5.6075	5.6075	5.6075	5.6075	5.6075	5.6075	5.6075	5.6075	5.6075

Valores K Líquido-Líquido: LO

		Presión (psi)						
		100	500	900	1300	1700	2100	2500
Temperatura (°F)	80	0.0035635	0.0035739	0.0035739	0.0035739	0.0035739	0.0035739	0.0035739
	140	0.0021951	0.0022096	0.0022096	0.0022096	0.0022096	0.0022096	0.0022096
	200	0.0013522	0.0013661	0.0013661	0.0013661	0.0013661	0.0013661	0.0013661
	260	0.00083292	0.0008446	0.0008446	0.0008446	0.0008446	0.0008446	0.0008446
	320	0.00051307	0.00052218	0.00052218	0.00052218	0.00052218	0.00052218	0.00052218
	380	0.00031605	0.00032284	0.00032284	0.00032284	0.00032284	0.00032284	0.00032284
	440	0.00019468	0.0001996	0.0001996	0.0001996	0.0001996	0.0001996	0.0001996
	500	0.00011992	0.0001234	0.0001234	0.0001234	0.0001234	0.0001234	0.0001234
	560	7.39E-05	7.63E-05	7.63E-05	7.63E-05	7.63E-05	7.63E-05	7.63E-05
	620	4.55E-05	4.72E-05	4.72E-05	4.72E-05	4.72E-05	4.72E-05	4.72E-05
	680	2.80E-05	2.92E-05	2.92E-05	2.92E-05	2.92E-05	2.92E-05	2.92E-05

Valores K Gas-Líquido: HO

		Presión (psi)						
		100	500	900	1300	1700	2100	2500
Temperatura (°F)	80	3.59E-15	6.51E-14	3.40E-12	1.88E-10	7.37E-09	1.56E-07	1.71E-06
	140	1.02E-12	5.89E-12	5.89E-12	5.89E-12	5.89E-12	5.89E-12	5.89E-12
	200	9.26E-11	2.46E-10	3.84E-10	3.84E-10	3.84E-10	3.84E-10	3.84E-10
	260	3.57E-09	5.49E-09	1.04E-08	1.04E-08	1.04E-08	1.04E-08	1.04E-08
	320	7.19E-08	7.42E-08	1.49E-07	1.49E-07	1.49E-07	1.49E-07	1.49E-07
	380	8.77E-07	6.71E-07	1.31E-06	1.31E-06	1.31E-06	1.31E-06	1.31E-06
	440	7.18E-06	4.37E-06	6.88E-06	6.88E-06	6.88E-06	6.88E-06	6.88E-06
	500	4.28E-05	2.18E-05	2.90E-05	2.90E-05	2.90E-05	2.90E-05	2.90E-05
	560	0.00019701	8.71E-05	0.0001017	0.0001017	0.0001017	0.0001017	0.0001017
	620	0.00073302	0.0002896	0.00030496	0.00030496	0.00030496	0.00030496	0.00030496
	680	0.0022884	0.00082695	0.00080206	0.00080206	0.00080206	0.00080206	0.00080206

Apéndice D: Resultados del análisis paramétrico

Análisis de Concentración de CO₂

Fracción Molar de CO ₂ (Fracción)	Gasto de la fase (Bbl)	Gasto de CO ₂ (Bbl)	Gasto de vapor (Bbl)	Relación Gas/Vapor (scf/Bbl)	Producción Acumulada de HO (Bbl)				
					Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
0	2000	0	2000	0	627252	627043	604250	578557	578557
0.15	2353	352.95	2000	1	2.06E+06	2.03E+06	2.68E+06	2.67E+06	2.42E+06
0.25	2667	666.75	2000	1.87	2.03E+06	2.02E+06	2.67E+06	2.69E+06	2.24E+06
0.35	3077	1076.95	2000	3	1.87E+06	1.92E+06	2.67E+06	2.66E+06	2.39E+06
0.45	3637	1636.65	2000	4.59	1.50E+06	1.54E+06	2.69E+06	2.67E+06	2.36E+06
0.5	4000	2000	2000	5.62	1.48E+06	1.40E+06	2.67E+06	2.67E+06	2.30E+06
0.55	4445	2444.75	2000	6.86	1.79E+06	1.72E+06	2.69E+06	2.70E+06	2.27E+06
0.65	5715	3714.75	2000	10.43	1.89E+06	1.80E+06	2.70E+06	2.59E+06	2.39E+06
0.75	8000	6000	2000	15.85	1.93E+06	1.97E+06	2.60E+06	2.60E+06	2.21E+06
0.85	13334	11333.9	2000	31.82	2.16E+06	2.06E+06	2.54E+06	2.51E+06	2.22E+06
0.9	20000	18000	2000	50.54	1.93E+06	2.05E+06	2.40E+06	1.99E+06	1.31E+06
0.95	40000	38000	2000	106.69	2.20E+06	2.18E+06	2.54E+06	2.53E+06	1.67E+06

Análisis de Presión-Temperatura

Presión (psi)	Temperatura (°F)	Producción de HO (Bbl)	
		Vapor+CO ₂	Vapor solo
1786	620	2.62E+06	2.77E+06
1947	632	2.70E+06	1.39E+06
2088	642	2.65E+06	5.80E+05
2239	652	2.42E+06	5.65E+05
2366	662	2.06E+06	5.68E+05
2566	670	2.28E+06	5.68E+05
2709	680	2.24E+06	5.70E+05
2935	692	2.62E+06	2.77E+06
3094	700	2.70E+06	1.39E+06

Análisis de Calidad

Calidad (Fracción)	Producción de HD (Bbl)	
	Vapor+CO ₂	Vapor solo
0.6	2.62E+06	2.77E+06
0.7	2.70E+06	1.39E+06
0.75	2.65E+06	5.80E+05
0.8	2.42E+06	5.65E+05
0.85	2.06E+06	5.68E+05
0.9	2.28E+06	5.68E+05
0.95	2.24E+06	5.70E+05