



01174

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**"ESTIMULACIÓN CÍCLICA EMPLEANDO BIÓXIDO DE
CARBONO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS"**

TESIS

Que para obtener el grado de:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A:

JAVIER MOLINA OCAMPO

DIRECTOR DE TESIS: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
DR. FERNANDO RODRÍGUEZ DE LA GARZA

México, D.F. Febrero 2005

m340939



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Con amor a mi esposa Yazmín y mis hijos Nayeli y Javier

CONTENIDO

RESUMEN	5
I. INTRODUCCIÓN	7
I.1 Generalidades	7
I.2 Aspectos Generales de los Procesos de Recuperación Mejorada	8
I.3 Objetivo y Desarrollo del Tema	8
II. CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS CON LA INYECCIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO	10
II.1 Propiedades Físicas y Químicas del Bióxido de Carbono	10
II.1.1 Viscosidad del Bióxido de Carbono	12
II.1.2 Densidad del Bióxido de Carbono	12
II.1.3 Factor de Compresibilidad del Bióxido de Carbono	13
II.2 Comportamiento de Fases de Mezclas de Bióxido de Carbono y Aceite	13
II.3 Presión Mínima de Miscibilidad	15
II.4 Aspectos Generales de la Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono	17
III. USO Y APLICACIONES DE LA ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON BIÓXIDO DE CARBONO EN LA INDUSTRIA PETROLERA	19
III.1 Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono	19
III.2 Aplicaciones de la Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono en la Industria Petrolera	20
III.2.1 Yacimiento de Aceite Pesado en Camurlu, Turquía	20
III.2.2 Yacimientos con Aceite Ligero	23
III.2.2.1 Evaluación de Pruebas de Campo. Louisiana y Kentucky	23
III.2.2.2 Evaluación de Pruebas de Campo. Texas	26
III.3 Métodos para Determinar la Eficiencia del Proceso de Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono	27
IV. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SAMARIA	32
IV.1 Ubicación Geográfica del Campo	32
IV.2 Comportamiento Estructural y Estratigráfico	32
IV.3 Petrofísica	34
IV.4 Historias de Presión, de Producción e Inyección de Agua	35

IV.5	Características de los Fluidos del Campo	37
IV.6	Estado General de Pozos	39
V.	MODELO DE SIMULACIÓN	40
V.1	Introducción	40
V.2	Descripción del Simulador de Comportamiento de Fases de Mezclas de Hidrocarburos y Gases Contaminantes. PVTi	40
	V.2.1 Ecuaciones Básicas del Simulador PVTi	41
V.3	Descripción del Simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros Eclipse 300	44
	V.3.1 Ecuaciones Básicas del Simulador Eclipse 300	44
V.4	Datos necesarios empleados en el Simulador PVTi	45
V.5	Determinación y Selección de los Datos Técnicos necesarios empleados en el Simulador Eclipse 300	46
	V.5.1 Objetivo principales para el empleo del Simulador Numérico Composicional Eclipse 300	46
	V.5.2 Criterios de Selección del Pozo para realizar la Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono	47
	V.5.3 Determinación del Radio de Drene del Pozo (r)	47
	V.5.4 Construcción y Dimensiones de la Malla en las Direcciones Radial y Vertical (r-z)	48
	V.5.5 Archivo de Datos del Simulador Eclipse 300	49
VI.	PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	51
VI.1	Simulación de las Pruebas de Laboratorio y Resultados obtenidos con el Simulador PVTi y Eclipse 300	51
VI.2	Comportamiento de Fases de la Mezcla de Aceite del Campo Samaria y Bióxido de Carbono	56
VI.3	Estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad	65
	VI.3.1 Estimación mediante el Simulador PVTi	65
	VI.3.2 Estimación mediante la Simulación de un Desplazamiento en un Tubo Delgado	66
VI.4	Análisis del Comportamiento Primario y Secundario del Pozo Samaria 121-A	67
VI.5	Proceso de Ajuste de la Historia de Producción-Presión del Pozo Samaria 121-A	69
VI.6	Escenarios de Predicción de la Producción de Aceite al aplicarse un Proceso de Estimulación con Bióxido de Carbono	70
	VI.6.1 Caso Base: Simulación del Comportamiento de Producción del	

Pozo Samaria 121-A por Agotamiento Natural	70
VI.6.2 Escenario 1: Simulación de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono	71
VI.6.3 Escenario 2: Simulación de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono en un Yacimiento Bajosaturado	76
VI.6.4 Escenario 3: Simulación de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono en un Yacimiento Bajosaturado con Aceite Viscoso	81
CONCLUSIONES	88
APENDICES	90
A Cálculo de la Eficiencia de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono empleando el Método de Haskin y Alston	90
B Archivo de Datos Tipo que se emplea en el Simulador Composicional Eclipse 300 para generar Pronósticos de Producción	92
C Cálculo de la Difusión en el Simulador Eclipse 300	97
D Resultados del Simulador Eclipse 300 al simular el Estudio Experimental Del Coeficiente de Difusión Efectivo en Medios Porosos	99
E Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono en el Pozo Artesa 13	103
NOMENCLATURA	112
REFERENCIAS	114

RESUMEN

En este trabajo se presenta un estudio de simulación numérica composicional, donde se analizó la posibilidad técnica de implantar un proceso de recuperación mejorada a nivel de pozo en un yacimiento naturalmente fracturado, empleando como agente activo al Bióxido de Carbono. El propósito de realizar una estimulación cíclica empleando bióxido de carbono, en un pozo del campo Samaria, es reducir la viscosidad del aceite y aumentar la productividad del pozo y la recuperación oportuna y eficiente del aceite.

Se presentan los resultados obtenidos con el empleo de los simuladores comerciales PVTi y Eclipse 300. Con PVTi se hizo el ajuste de la ecuación de estado que reproduce el comportamiento PVT del aceite del yacimiento Samaria, reportado en estudios de laboratorio. Asimismo, se obtuvieron resultados del comportamiento de fase del fluido simulando procesos de mezclado del aceite con diferentes concentraciones de bióxido de carbono. Los resultados indican que cuando el mezclado se realiza a presiones mayores que la presión de saturación, la viscosidad del aceite disminuye conforme aumenta la concentración de bióxido de carbono en la mezcla de hidrocarburos. Por el contrario, el mezclado de bióxido de carbono con el aceite a presiones menores que la presión de saturación, produce un aumento en la viscosidad del aceite debido a la vaporización de algunos componentes del aceite.

Con el uso del simulador numérico composicional Eclipse 300, se simuló el proceso de desplazamiento de aceite por bióxido de carbono a través de un tubo delgado, con el fin de estimar la presión mínima de miscibilidad a las condiciones actuales del yacimiento. Los resultados mostraron que no es posible generar un proceso de desplazamiento miscible a la presión actual del yacimiento.

Se simuló también el proceso de difusión libre con un modelo representativo de una celda PVT de laboratorio, la cual contenía bióxido de carbono y aceite del yacimiento Samaria, a diferentes condiciones de presión y a la temperatura del yacimiento. Se encontró que la viscosidad del aceite disminuye cuando la presión del sistema está por arriba de la presión de saturación.

Se generó un modelo numérico del pozo candidato a la estimulación con bióxido de carbono y se estudiaron diversos escenarios para la aplicación del proceso.

Con base en las premisas definidas y en los resultados de los pronósticos, se concluye en este estudio que no es favorable realizar una estimulación cíclica con bióxido de carbono en pozos del Cretácico del campo Samaria, o en cualquier otro que cuente con las mismas características, debido a que el aceite es de baja viscosidad y la presión actual del yacimiento está por debajo de la presión de saturación. Sin embargo, en pozos donde el yacimiento está bajosaturado y contiene aceite viscoso, se presentan resultados técnicos alentadores cuando se aplica este proceso ya que se observa una disminución importante en el valor de la viscosidad y una mayor recuperación de aceite.

Se considera que con el presente trabajo se abren nuevas áreas de investigación aplicada, para aquellos yacimientos que cuentan con aceites viscosos y bajos factores de recuperación.

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

I.1 Generalidades

Muchos yacimientos de aceite que se encuentran sujetos a recuperación secundaria, presentan la problemática de que el aceite no puede ser desplazado eficientemente por el agua o por otros agentes de desplazamiento*¹. Para resolver la problemática anterior, se han presentado varias soluciones en la literatura. Actualmente, existe un gran interés por conocer la aplicación de la estimulación cíclica con Bióxido de Carbono (CO₂) en yacimientos naturalmente fracturados.

Cuando en el intervalo abierto de un pozo productor de aceite se realizan ciclos de inyección de bióxido de carbono, alternados con la producción del mismo pozo, se establece un proceso de Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono.

Lo atractivo de este tipo de procesos, con respecto a los métodos de Recuperación Mejorada tradicionales, es que no requieren de grandes inversiones en infraestructura, ni se tiene que esperar varios años para su aplicación y mejorar la recuperación de aceite. Además, la eficiencia del proceso se aumenta con el control apropiado del volumen de bióxido de carbono inyectado en cada ciclo.

La estimulación cíclica con bióxido de carbono ha sido aplicada básicamente en yacimientos homogéneos que contienen aceite pesado o aceite ligero y en un ambiente de desplazamiento inmisible. Bajo condiciones ideales, se produce un barril de aceite a condiciones estándar por cada mil pies cúbicos de bióxido de carbono inyectado².

Actualmente el ingeniero de yacimientos que se enfrente al diseño de una estimulación cíclica con bióxido de carbono, encontrará una cantidad limitada de este tipo de proyectos documentados en la literatura. En la mayoría de los casos reportados, se ha empleado la simulación numérica de yacimientos para el diseño e interpretación de los resultados obtenidos en los proyectos.

**La referencia y nomenclatura se presentan al final del trabajo*

I.2 Aspectos Generales de los Procesos de Recuperación Mejorada

Un proceso de recuperación mejorada, de acuerdo con la definición del Code of Federal Regulations³, consiste en: Operaciones de mantenimiento de presión, recuperación secundaria y terciaria, recirculación de gas y operaciones de recuperación similares que alteran las fuerzas naturales de un yacimiento para incrementar su recuperación final de aceite o gas". Con excepción de la inyección de agua, la recuperación mejorada en México se ha aplicado de manera limitada.

Existe una variedad amplia de procesos de recuperación mejorada¹, de los cuales ninguno es de aplicación universal, debido a la diversidad de yacimientos y a los recursos económicos disponibles. Además, estos procesos son más costosos que los de recuperación secundaria, dado que el agente desplazante requiere de procesos complejos para su generación o tiene un alto costo. Asimismo, su aplicación en campo requiere de períodos mayores, aproximadamente de tres a cinco años, debido a que son tecnologías más sofisticadas que las empleadas en los procesos de recuperación secundaria, por lo que el incremento de recuperación debe ser tal que garantice su rentabilidad.

En México son muchos los yacimientos naturalmente fracturados que contienen aceite pesado o ligero, en un rango de profundidad de 800 a 5000 metros por debajo del nivel del mar (mbnm). Algunos de estos yacimientos han estado sujetos a algún proceso de recuperación secundaria, y se conoce que las reservas de aceite obtenidas por recuperaciones primaria y secundaria son relativamente bajas, es decir, presentan un factor de recuperación bajo.

I.3 Objetivo y Desarrollo del Tema

El objetivo de este trabajo es estudiar la factibilidad de aplicar la estimulación cíclica con bióxido de carbono en yacimientos naturalmente fracturados, para mejorar la productividad de pozos productores de aceite, así como presentar una propuesta para la aplicación de este proceso en pozos del campo Samaria.

Para lograr lo anterior se realizaron las actividades siguientes:

Se recopilaron y revisaron estudios experimentales y aplicaciones de campo, relacionados con la estimulación cíclica con bióxido de carbono en la recuperación mejorada de hidrocarburos. Además, se empleó un modelo radial (r,z) , para simular el flujo multifásico composicional hacia un pozo al aplicar este proceso.

El trabajo se compone de seis capítulos, conclusiones, tres apéndices, la nomenclatura empleada y las referencias.

El Capítulo I presenta la introducción general en la que se incluyen algunos aspectos generales de la recuperación mejorada y los objetivos que se pretenden alcanzar al realizar este estudio.

En el Capítulo II, se revisan algunos conceptos relacionados con la inyección de bióxido de carbono, tales como las propiedades físicas y químicas de este gas, el comportamiento de fases de la mezcla de hidrocarburos y el bióxido de carbono y la definición de presión mínima de miscibilidad.

En el Capítulo III se revisan aplicaciones de campo de trabajos publicados respecto al proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono en la Industria Petrolera.

El Capítulo IV presenta una descripción del campo Samaria, en la que se incluye el comportamiento primario y secundario de dicho campo, así como la historia de producción-presión del pozo candidato para implementar la estimulación con bióxido de carbono.

El Capítulo V contiene la descripción del modelo de simulación (r,z) empleado para reproducir el comportamiento de presión-producción del pozo Samaria 121-A. Además, se presenta la determinación y selección de los parámetros necesarios empleados en el simulador. Es importante señalar, que en la simulación composicional se empleó una ecuación de estado que reprodujo los resultados de las pruebas PVT realizadas en los fluidos del yacimiento.

En el Capítulo VI se presentan y discuten los resultados que se obtuvieron de la simulación del proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono, aplicado bajo diferentes premisas en pozos del campo Samaria. Además se incluye la simulación de un proceso de difusión libre con un modelo representativo de una celda de laboratorio conteniendo aceite y bióxido de carbono, y se muestran los resultados de la simulación del comportamiento de fase de mezclas del aceite del yacimiento y bióxido de carbono en diferentes concentraciones.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones con base en el análisis de los datos y resultados.

CAPÍTULO II. CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS CON LA INYECCIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO

II.1 Propiedades Físicas y Químicas del Bióxido de Carbono

Formalmente, las técnicas de recuperación mejorada pueden aplicarse en cualquier etapa durante la explotación de un yacimiento¹. En general, los agentes de recuperación mejorada están diseñados y seleccionados para mejorar alguna propiedad o característica en el frente de desplazamiento, de tal forma que se incremente la eficiencia de recuperación de petróleo.

Aunque la mayor parte de los proyectos actuales de recuperación mejorada con bióxido de carbono implican inyección continua, hay un interés creciente en la estimulación cíclica empleando bióxido de carbono⁴.

El interés que se tiene por el bióxido de carbono, como solvente en un proceso de recuperación mejorada, obliga a que se conozca mejor su comportamiento cuando se pone en contacto con el aceite. Entre sus características^{3,5} principales se tienen las siguientes:

El bióxido de carbono no es miscible en el primer contacto con el aceite del yacimiento, es decir, para lograr su miscibilidad es necesario el contacto múltiple dinámico.

La presión mínima de miscibilidad (PMM) del bióxido de carbono con el aceite es inferior que la correspondiente al metano, nitrógeno ó gases de combustión. Además, tiene mayor capacidad de vaporización de componentes hidrocarburos que el metano o nitrógeno.

El bióxido de carbono tiene mayor solubilidad en el crudo que el nitrógeno. Cuando éste se disuelve en el aceite ocurre un incremento en su volumen ("hinchamiento"), originando una disminución en su viscosidad. Existen correlaciones en la literatura para predecir la relación de solubilidad del bióxido de carbono en petróleos crudos sin gas. Una de ellas es la correlación de Simon y Grane⁶. Estos autores también presentaron correlaciones para estimar la reducción en viscosidad que se presenta en un crudo sin gas cuando se disuelve el bióxido de carbono.

El bióxido de carbono es parcialmente soluble tanto en el agua de inyección como en el agua de formación. Su solubilidad, disminuye al aumentar la temperatura; para una temperatura fija aumenta al incrementarse la presión de desplazamiento y para unas condiciones de presión y temperatura dadas, disminuye al aumentar la salinidad.

La Tabla II.1 muestra algunas propiedades de interés del bióxido de carbono. Se hace el comentario que a temperaturas arriba de 87.8 °F (31°C), el bióxido de carbono puede existir como gas sin importar la presión a la que se encuentre

Tabla II.1. Propiedades de interés del bióxido de carbono⁵

Peso Molecular	44			
Valores en el punto crítico:				
Presión	Temperatura	Densidad	Viscosidad	Factor de compresibilidad
1070 psia	87.8 °F	0.467 gr/cm³	0.033 cp	0.275

Entre las características químicas más importantes se cuentan las siguientes:

Cuando el bióxido de carbono se mezcla con el agua, éste forma el ácido carbónico, esta reacción se presenta en la expresión siguiente:



Por otra parte, al disolverse bióxido de carbono en agua con pH igual a 7, éste cae a 3.3 al incrementarse la concentración de bióxido de carbono de 0 a 20 ft³/bl. Este pH se mantiene en 3.3 aún cuando se siga aumentando la concentración de bióxido de carbono.

Algunos tipos de arcillas tienen al sodio como su ión intercambiable y, tienden a hincharse cuando se ponen en contacto con agua dulce. Si el agua contiene disueltos ácidos, estos reaccionarán con el ión sodio, provocando que la arcilla no se hinche, por lo que los ácidos son particularmente efectivos en la prevención del hinchamiento de las arcillas. El Carbonato de Calcio (CaCO₃) y el Carbonato de Magnesio (MgCO₃) pueden reaccionar con el ácido carbónico para formar bicarbonatos solubles en el agua, como se muestra en la reacción química siguiente:



Cuando el bióxido de carbono entra en contacto con el agua de formación o con el agua residual de inyección, se forma el ácido carbónico. Este ácido reacciona a su vez con aquellas formaciones que contienen calizas y dolomías, generando disoluciones; lo que provocará al final, un incremento de permeabilidad en ese tipo de formaciones. Holm⁷ ha reportado que un núcleo de dolomía, experimenta un incremento de hasta tres veces en su permeabilidad después de haber estado expuesto a una mezcla de bióxido de carbono y agua.

Con base en lo expuesto anteriormente, se puede concluir que el bióxido de carbono tiene propiedades físicas y químicas que lo hace un fluido útil para emplearse en la estimulación cíclica de pozos.

II.1.1 Viscosidad del Bióxido de Carbono

El comportamiento de la viscosidad del bióxido de carbono con la presión y la temperatura se muestran en la Figura II.1. La viscosidad de este gas a condiciones de yacimiento es cercana a la del gas hidrocarburo (bajo condiciones normales de operación), por lo que normalmente existe una relación de movilidades desfavorable, que tiende a favorecer la generación de digitaciones viscosas⁵.

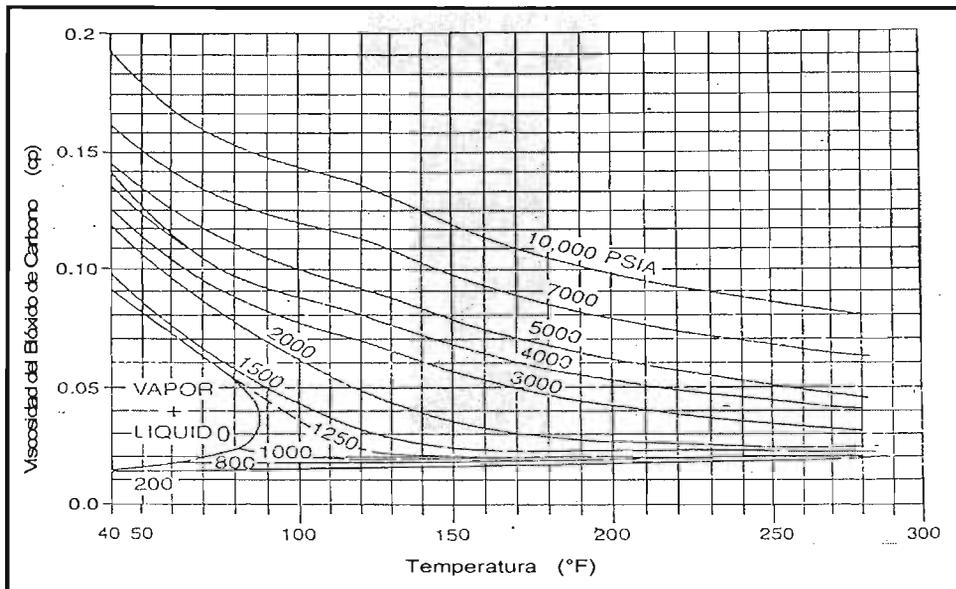


Figura II.1 Comportamiento de la viscosidad con la presión y temperatura para el bióxido de carbono⁸

II.1.2 Densidad del Bióxido de Carbono

Con propósitos de comparación y discusión, la Tabla II.2 presenta algunas propiedades de los solventes empleados en la recuperación mejorada, a la temperatura de 90°C y presión de 150 kg/cm². En esta tabla se muestra que las densidades del nitrógeno, aire, gas de combustión y gas natural, son muy similares, mientras que la densidad del bióxido de carbono es prácticamente el doble. Lo anterior indica que los efectos de segregación gravitacional de aceite en presencia de estos gases serán severos con los cuatro primeros y menores con el bióxido de carbono. Frecuentemente, la densidad del bióxido de carbono y la del aceite, a condiciones de yacimiento, son muy parecidas.

Tabla II.2 Propiedades del nitrógeno, aire, gas de combustión, gas natural y bióxido de carbono a 150 kg/cm² y 90 °C⁹

Solvente	Densidad gr/cm ³	Viscosidad cp	Bs dm ³ /m ³	1/Bs m ³ /m ³
Nitrógeno	0.1316	0.023	8.69	115
Aire	0.1370	0.024	8.59	116
Gas Combustión	0.1520	0.023	7.27	134
Gas Natural	0.1681	0.022	6.41	156
Bióxido de Carbono	0.3712	0.031	4.84	206

II.1.3 Factor de Compresibilidad del Bióxido de Carbono

Para evaluar los volúmenes de los gases a las condiciones de presión y de temperatura de los yacimientos se necesita emplear su factor de compresibilidad. De acuerdo con los valores del inverso del factor de volumen del solvente (1/Bs) que se muestran en la Tabla II.2, el mayor consumo de solvente se tendrá cuando se inyecte bióxido de carbono, dado que requiere 206 m³ a condiciones estándar para llenar un m³ a las condiciones de yacimiento indicados, comparado con el nitrógeno que solo requiere 115 m³.

En síntesis, a través del análisis de las propiedades del bióxido de carbono a condiciones de yacimiento, es posible inferir, cual será su comportamiento aproximado como agente de recuperación mejorada.

II.2 Comportamiento de Fases de Mezclas de Bióxido de Carbono y Aceite

Uno de los problemas básicos que se presenta durante la explotación de un yacimiento de petróleo, es el conocer en que fase (Líquido –L- o Vapor –V-) se encuentran los fluidos del yacimiento³. El comportamiento de estos fluidos puede explicarse a través de los conceptos del equilibrio termodinámico de fases.

El estado o condición termodinámica de un sistema puede caracterizarse a través de propiedades intensivas como la presión, volumen específico y la temperatura (PVT), entre otras.

La condición de equilibrio termodinámico establece que, a una presión y temperatura dadas, la fugacidad de una especie, f_{ij} (i =especie, j =fase), debe ser la misma en cada una de las fases (N_f) en que se encuentra el sistema. Todas las especies (N_c) de la mezcla o sistema

deben satisfacer esta condición; es decir:

$$f_{ij} = f_{ik} ; \quad i= 1,2,\dots,Nc ; \quad j,k= 1,2,\dots,Nf . \quad \dots\dots\dots(2.4)$$

Un punto en el diagrama de fases, de particular importancia en las técnicas de recuperación mejorada, es el que se localiza al final de las curvas de burbujeo y de rocío, y que se conoce como Punto Crítico. Las coordenadas de este punto son la Temperatura Crítica (T_c), y la Presión Crítica (P_c) del compuesto, y se caracteriza por que las propiedades del líquido y vapor son idénticas. Dada que en esta región el componente no es líquido ni vapor, se le denomina simplemente fluido supercrítico. Su correcta caracterización termodinámica es de gran relevancia dado que el bióxido de carbono se inyecta en condiciones supercríticas.

Durante la inyección del gas a la formación, en el frente de desplazamiento se presenta un fuerte intercambio de componentes entre el aceite y el bióxido de carbono¹⁰. Desde un punto de vista conceptual, estos procesos son fácilmente analizados en lo que se conoce como Diagrama Ternario de Fases a P y T constantes.

Este diagrama tiene la forma de un triángulo equilátero, en el cual los vértices representan compuestos puros o pseudocomponentes, frecuentemente denominados compuestos ternarios. Las líneas del triángulo representan diferentes proporciones de mezclado de los compuestos ternarios que se unen. Para la representación de la mezcla bióxido de carbono-aceite en un diagrama ternario, es conveniente dividir el aceite en dos pseudocomponentes, un pseudocomponente ligero (C6-) constituido por los hidrocarburos ligeros e intermedios que se transfieren a la fase solvente, y en un pseudocomponente pesado (C7+) que permanece en la fase aceite. En esta forma, en el diagrama de fases, el bióxido de carbono ocupa el vértice superior, el pseudocomponente ligero el vértice inferior derecho y, el pseudocomponente pesado el vértice inferior izquierdo.

En la Figura II.2 se muestra el diagrama de fases para la mezcla Crudo Wasson-Bióxido de Carbono a una temperatura de 70 °C y una presión de 125 kg/cm². Como se observa, la región de dos fases L1-L2 es extensa y la composición del aceite y del bióxido de carbono se localiza a la izquierda de la línea crítica de equilibrio. Por lo anterior, geométricamente no es posible trazar una línea recta o trayectoria de disolución que pase por la composición del crudo, sea tangente a la curva de saturación L1 y, permanezca en la región de una sola fase. En consecuencia, el proceso de desplazamiento del aceite por el bióxido de carbono será necesariamente del tipo inmisible en su totalidad.

En el diagrama de fases de la Figura II.2 se muestra la composición global de cuatro mezclas m_1 , m_2 , m_3 y m_4 , definidas por las correspondientes líneas de disolución. La

composición de las fases L_1 y L_2 , para cada una de estas mezclas, se obtienen de la intersección de las líneas de equilibrio con las curvas de saturación correspondientes. En principio, el líquido L_1 se enriquece en el pseudocomponente C_6- y en forma decreciente, a través de la formación de las mezclas m_1 a m_3 . El efecto decreciente se debe a que, las líneas de equilibrio se aproximan cada vez más a la dirección de las líneas o trayectoria de disolución. En la mezcla m_4 las dos líneas anteriores prácticamente son colineales, por lo que el enriquecimiento de la fase L_1 en compuestos C_6- es mínimo o despreciable. En consecuencia, la mezcla líquido L_1 -aceite no puede desplazarse composicionalmente más allá del punto m_4 ni abandonar la región de dos fases. Por lo anterior, el desplazamiento aceite-bióxido de carbono es de tipo inmiscible³.

La composición de la fase bióxido de carbono y la fase aceite, en el frente de desplazamiento, estarán dadas por las composiciones de equilibrio de las fases L_1 y L_2 de la mezcla m_4 . Es decir, L_{14} para fase rica en bióxido de carbono y, L_{24} para la fase aceite. En este caso, el factor de recuperación de aceite (menor que en un desplazamiento miscible) dependerá básicamente de la disminución de la viscosidad y la expansión del crudo⁹.

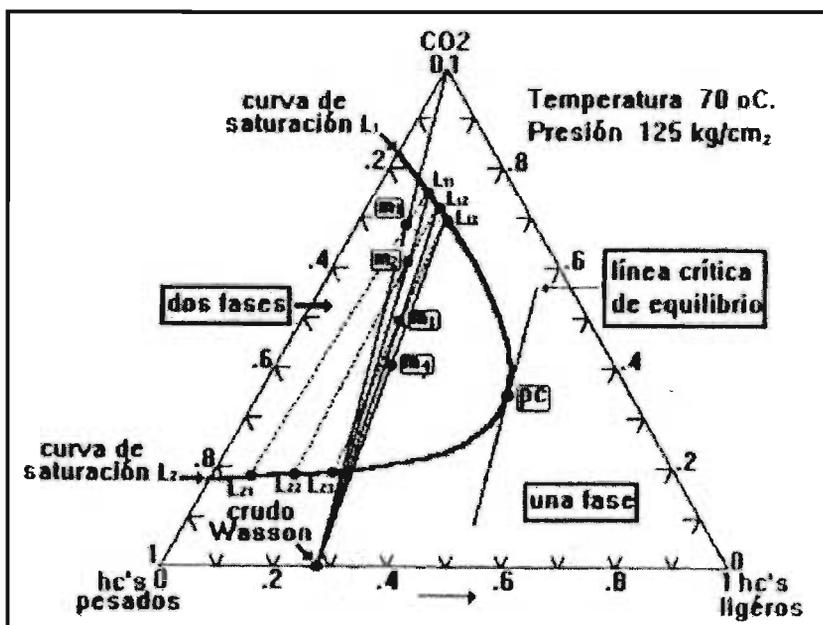


Figura II.2 Desplazamiento inmiscible aceite-bióxido de carbono⁹

II.3 Presión Mínima de Miscibilidad

De acuerdo con los conceptos discutidos en el apartado anterior, es suficiente una presión superior a la cricondebara (una sola fase) para lograr un desplazamiento miscible de primer

contacto entre el solvente y el crudo. No obstante, la presión requerida en el proceso es normalmente muy superior a la del yacimiento, e incluso a la presión de fracturamiento.

A presiones sustancialmente menores que la cricondenbara e incluso con la mezcla inicialmente en la región de dos fases, aún es posible un desplazamiento miscible a través del proceso de contacto múltiple entre el solvente y el crudo. Por lo anterior, es importante conocer la presión mínima a la cual aún es posible un desplazamiento miscible por contacto múltiple. Este valor se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) y, depende del tipo de solvente, temperatura y composición del crudo.

Varios autores han presentado métodos para determinar la PMM^{11,12}, desarrollando una serie de correlaciones para varios tipos de gases. Stalkup⁸ realizó una comparación de diferentes correlaciones para determinar la PMM empleando bióxido de carbono, los resultados se presentan en la Figura II.3. Con base en lo anterior, algunos autores mencionan que los datos obtenidos a partir de estas correlaciones se deben de emplear como una primera aproximación.

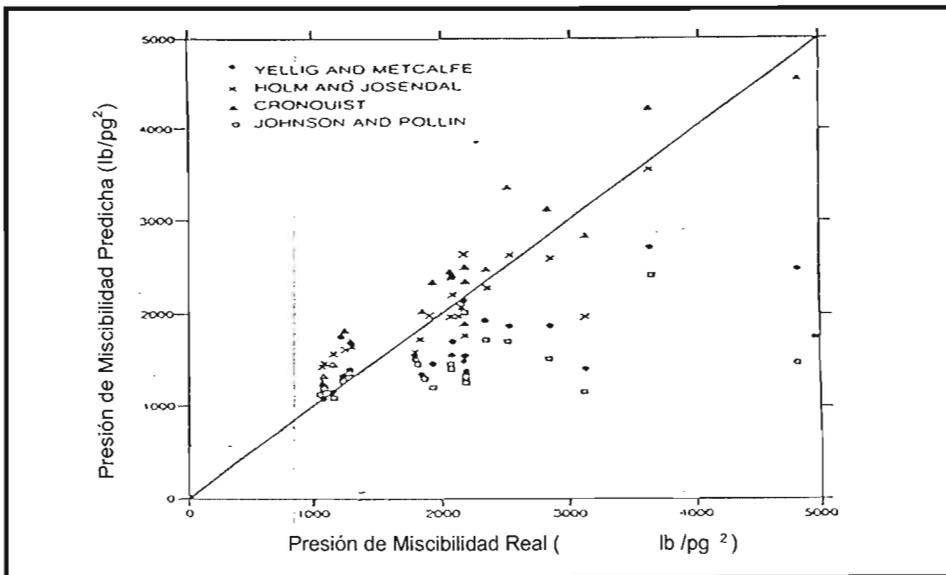


Figura II.3 Comparación de la PMM (con bióxido de carbono) calculada mediante varias correlaciones, con la medida experimentalmente⁸

La mayor parte de las definiciones de la PMM están basadas en los factores de recuperación de aceite que se obtienen durante su desplazamiento lineal con solvente. Entre la más popular se tiene la siguiente: Presión mínima a la cual la recuperación de aceite, después de inyectar 1.2 volúmenes porosos de solvente, es muy similar a la máxima obtenible por un desplazamiento miscible de primer contacto¹¹.

Uno de los procedimientos de laboratorio más utilizado para evaluar la PMM es el denominado Desplazamiento en Tubo Delgado. En general la PMM con bióxido de carbono es menor comparada con nitrógeno o gases de combustión⁸.

II.4 Aspectos Generales de la Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono

La estimulación cíclica con bióxido de carbono puede ser aplicada a un yacimiento en cualquier etapa de su explotación, siempre y cuando se justifique técnica y económicamente¹³. Normalmente este proceso se inicia al límite de abandono de la inyección de agua² y cuando el yacimiento almacena aceites pesados o ligeros^{4,14}.

Durante un proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono se busca que éste se incorpore por disolución a la fase líquida remanente o residual con el fin generar la reducción de viscosidad y expansión del aceite, los cuales actúan como mecanismos de recuperación.

Se ha observado que el gasto y la eficiencia con que el bióxido de carbono contacta en forma inmiscible y desplaza al aceite están limitados por el ritmo de difusión del bióxido de carbono con la fase líquida¹⁵. La difusión suele ser importante para cualquier proceso que emplee este gas; es más, la existencia de fracturas naturales en el yacimiento no excluye su uso como agente de inyección.

En cualquier proceso de recuperación mejorada se busca que el fluido inyectado tenga el mayor contacto con el aceite que se encuentra residente en el yacimiento. Cuando la matriz del yacimiento es heterogénea o contiene muchas fracturas, la fracción del yacimiento que es contactada por el fluido inyectado es importante.

La velocidad del flujo viscoso decrece conforme se reduce el tamaño del poro, pero el transporte debido a la difusión molar no se comporta así. Este efecto puede ser ilustrado comparando las ecuaciones para flujo viscoso y difusión en medios capilares. A partir de la ley de Poiseuille la velocidad promedio del flujo viscoso es:

$$\bar{v} = \frac{3\pi R^2}{8\mu} \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots(2.5)$$

que decrece conforme disminuye el radio capilar R. En la ley de Fick, la variable de transporte equivalente es la densidad de flujo molar debido a la difusión, que esta dada por,

$$N = -D \frac{dC}{dx} \dots\dots\dots(2.6)$$

y es independiente del radio capilar. Por lo tanto, la contribución de la difusión se convierte en un proceso importante conforme el tamaño de poro se vuelve más pequeño.

Si el bióxido de carbono se inyecta en un yacimiento naturalmente fracturado bajosaturado, la disolución ocurre, en primera instancia, con el aceite de las fracturas, el aceite de las fracturas tendrá una composición diferente a la del aceite en la matriz y en consecuencia habrá una tendencia al equilibrio composicional provocado por la difusión molecular. Si existe represionamiento, la presión en la fractura será mayor que la correspondiente en la matriz, por lo tanto habrá transferencia de aceite con el bióxido de carbono de la fractura hacia la matriz.

El bióxido de carbono inyectado en el sistema de fracturas podrá disolverse parcialmente en el aceite contenido en éstas. Siendo la composición de las fases gas y aceite en las fracturas diferente a las de la matriz, se tenderá como se explicó en el párrafo anterior, al equilibrio composicional lo que ocasionará una transferencia del bióxido de carbono de las fracturas a la matriz.

En los bloques de matriz, la composición de las dos fases se modifican diferencialmente por difusión del gas de las fracturas; el equilibrio químico puede presentarse generando transferencia de masa entre las dos fases. Esta difusión continua de las dos fases, dentro y fuera de los bloques de matriz, seguida por un equilibrio químico que se conoce como vaporización¹⁵, resultando normalmente en el secuestro de los componentes ligeros del líquido.

Una vez más, los gradientes de composición entre los bloques de matriz y las fracturas inducen la difusión molecular y el intercambio de componentes entre las fases contenidas en estos medios. En yacimientos altamente fracturados, éste puede ser el principal mecanismo de transferencia de bióxido de carbono de las fracturas hacia la matriz durante la inyección.

En síntesis, cuando se realiza un proceso de estimulación con bióxido de carbono, se busca que el gas inyectado tenga el mayor contacto con el crudo que permanece remanente en el yacimiento, con el fin de que se incorpore el máximo volumen de este gas en la fase líquida y provoque una disminución en la viscosidad del aceite. Este sería, por lo tanto, el mecanismo más importante para la recuperación mejorada de petróleo cuando se aplica un proceso de este tipo.

CAPÍTULO III. USO Y APLICACIONES DE LA ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON BIÓXIDO DE CARBONO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

III.1 Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono

En los últimos años, ha habido un creciente interés en el método de recuperación mejorada denominado estimulación cíclica con bióxido de carbono^{2,4}. Este proceso consiste básicamente en la inyección de un bache de bióxido de carbono lo más rápido posible, seguido del cierre del pozo y su reapertura a producción.

Este proceso de recuperación de aceite es similar al proceso convencional de inyección de vapor; pero el efecto del bióxido de carbono sobre el yacimiento ofrece mayores ventajas¹⁶. La roca del yacimiento, que almacena energía calorífica por inyección de vapor, no tiene la misma capacidad para almacenar bióxido de carbono. La ausencia de esa capacidad de almacenaje permite que el bióxido de carbono migre algunas decenas de metros dentro del yacimiento. Durante los periodos de inyección y de cierre, el bióxido de carbono se disuelve en el aceite generando una disminución en su viscosidad.

El bióxido de carbono es un fluido de muy baja viscosidad que reduce dramáticamente la viscosidad de los aceites pesados. Por ejemplo, un aceite de 400 cp de viscosidad puede ver reducida su viscosidad hasta 20 cp con la adición de 600 p³ de CO₂/bl de aceite; esto produce una reducción importante en las pérdidas por fricción¹⁷.

Una vez que el bióxido de carbono se inyecta en el pozo y se deja en la formación por un periodo determinado, la primera respuesta de producción al reabrirse el pozo es el propio bióxido de carbono, seguido por una producción de aceite mayor que la que se tenía antes del tratamiento; el periodo de producción puede durar de 15 a 105 días^{4,16}.

Los ritmos de producción de aceite, durante los primeros días posteriores a la apertura del pozo serán generalmente mucho más altos que los que se tenían antes de la estimulación con bióxido de carbono. Por lo que respecta al agua, los ritmos de producción serán menores después del tratamiento. Conforme declina el gasto de producción de aceite y alcanza su valor final, el ritmo de producción de agua regresará al valor inicial antes de la estimulación.

Se ha reportado en la literatura⁴, que la recuperación del bióxido de carbono inyectado durante una estimulación cíclica, varía entre 8 y 100%. Se indica que cuando la estimulación es eficiente, la mayor parte del bióxido de carbono se produce y recupera durante toda la

vida del proyecto y no durante los primeros días de producción posteriores al tratamiento; esto indica que la mayor parte del gas inyectado se disolvió en el aceite del yacimiento en vez de formar o migrar hacia el casquete de gas.

El proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono ha sido exitosamente modelado usando simuladores composicionales^{18,19}. La simulación numérica indica que los principales mecanismos de recuperación de aceite son el hinchamiento y la reducción de la viscosidad.

III.2 Aplicaciones de la Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono en la Industria Petrolera

III.2.1 Yacimiento de Aceite Pesado en Camurlu, Turquía¹⁷

El campo Camurlu, operado por la Corporación Petrolera de Turquía (TPAO), en el sureste de Turquía, contiene un volumen original de 380 mmbbls de aceite pesado (10-12 °API) en la formación "Alt Sinan". La baja calidad del aceite, la heterogeneidad del yacimiento y la presencia de un gran casquete de gas son responsables de una baja recuperación primaria, estimada en menos del 1%.

En 1983, el Instituto Francés del Petróleo (IFP) implantó la técnica de estimulación cíclica con bióxido de carbono en algunos pozos productores de aceite de este campo. Los dos primeros pozos productores que fueron seleccionados, se encontraban localizados lo más alejados del casquete de gas.

Los estudios de laboratorio desarrollados por el IFP y la TPAO se enfocaron a evaluar las propiedades del bióxido de carbono y su efecto en las propiedades del aceite (hinchamiento y reducción de viscosidad). Las pruebas de campo que empezaron en 1984, consistieron de la inyección de una cantidad limitada de bióxido de carbono (11 MMpc) seguida por un periodo de cierre de alrededor de diez días y de la reapertura del pozo a producción.

Descripción del yacimiento:

El campo Camurlu es un anticlinal NE–SW de 5 km de largo y 1 km de ancho, fue descubierto en 1975.

Las formaciones productoras están localizadas en tres capas separadas:

- La primera formación (Alt Sinan), se encuentra a una profundidad de aproximadamente 1250 mbmr y está constituida principalmente por calizas. El espesor bruto de la formación es de 150 m y se considera un espesor neto de 60 m que contiene aceite viscoso. Además, un casquete de gas cubre un área extensa en el tope de esta formación.

- La segunda capa (Beloka), a 1400 mbmr, es una formación dolomítica con aceite de las mismas características enunciadas para la formación anterior y una alta saturación de agua móvil.

- La capa más profunda (Mus), a 2200 mbmr, es un yacimiento de gas y condensado, cuyo gas está constituido por un 73% de bióxido de carbono. Este yacimiento está también formado por calizas que tienen un buen potencial de producción.

Las formaciones Alt Sinan y Beloka han sido explotadas juntas desde 1976. Algunos pozos productores en la zona de aceite de la formación Alt Sinan, se han cerrado debido a su baja productividad de aceite (viscosidad del aceite es igual a 284 cp a condiciones de yacimiento) o por la irrupción de gas atribuido a su cercanía con el casquete de gas. Los pozos productores en la formación Beloka fueron cerrados por su alta relación agua-aceite. Por lo anterior, el proceso de recuperación mejorada se enfocó a la formación Alt Sinan.

La Tabla III.1 muestra los parámetros más importantes de la formación Alt Sinan candidata a aplicar en sus pozos un proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono.

Tabla III.1 Resumen de las propiedades de los yacimientos del Campo Camurlu

Propiedades del Yacimiento	
Presión promedio del Yacimiento	126.6 kg/cm ²
Temperatura promedio del Yacimiento	46.7 °C
Permeabilidad	0 – 5 md
Porosidad	11 – 16%
Saturación de Agua Inicial	23%
Factor de Volumen, Aceite	1.057 m ³ /m ³
Relación gas-aceite	23.3 m ³ /m ³
Densidad del Aceite	10 – 12 °API
Viscosidad del Aceite	284 cp

Para minimizar el riesgo de irrupción del gas proveniente del casquete, se seleccionaron pozos alejados a éste. Todos los pozos terminados en este yacimiento, cuentan con una tubería de revestimiento (TR) de 6 5/8" y una tubería de producción (TP) de 2 7/8" y fueron disparados con 13 cargas/metro. Es importante señalar que los pozos seleccionados: C11 y C22 se encontraban cerrados desde hacía tres años antes de aplicar la estimulación. Antes de realizar la inyección, ambos pozos fueron reabiertos y puestos a producción durante dos meses. El gasto de aceite promedio que aportaron los pozos C11 y C22, durante este

periodo, fue de 21 y 33 bpd respectivamente y el porcentaje de agua, proveniente básicamente de la formación Beloka, fue del 10 al 30%.

Se determinaron en el laboratorio las principales propiedades de la mezcla formada por el gas de la formación Mus y el aceite del yacimiento Alt Sinan a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Las principales propiedades de esta mezcla a esas condiciones fueron: La viscosidad del aceite bajo a un valor de 160 cp, la relación gas-aceite subió a 60 m³/m³ y el factor de volumen del aceite aumentó a 1.1617 m³/m³.

El desarrollo de las fases de inyección y producción en los dos pozos candidatos fue el siguiente:

Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono en el pozo C22:

Se efectuó un primer ciclo de estimulación que consistió de la inyección de un volumen total de 2.62 mmpc de bióxido de carbono en un tiempo de 22 días, seguido de un periodo de cierre de 10 días y la reapertura del pozo a producción. Durante este primer ciclo se recuperó un volumen de aceite de 2091 bls en 82 días, es decir, 26 bpd en promedio.

Terminado el primer ciclo de estimulación, se realizó un segundo ciclo. En este ciclo, se inyectó un volumen total de bióxido de carbono de 10 mmpc en un tiempo de 63 días, seguido de un cierre de 12 días y un periodo de producción de 165 días en el cual el pozo aportó un volumen acumulado de 4382 bls de aaceite, es decir un promedio de 27 bpd.

Finalmente, se llevó a cabo un tercer ciclo de estimulación al término del periodo de producción del ciclo anterior. Durante 6 días se inyectó un promedio de 1.1 mmpcd (6.5 mmpc en total); seguido de 10 días de cierre y la reapertura del pozo a producción por 14 días con un gasto promedio de 45 bpd. Se señala que durante los primeros cinco días de producción se alcanzó una acumulada de 616 bls, y al término de los 14 días la acumulada fue de 638 bls, concluido este ciclo el pozo se cerró.

Estimulación Cíclica con Bióxido de carbono en el pozo C11:

Se aplicó un primer ciclo de estimulación, el cual consistió en inyectar un volumen total de 10.85 mmpc de bióxido de carbono en un tiempo de 74 días, y después de un periodo de cierre de 10 días, el pozo se reabrió a producción recuperando un volumen de aceite de 2104 bls en 91 días, es decir, un promedio de 23 bpd.

Al término del ciclo anterior, se llevó a cabo un segundo ciclo de estimulación. Se inyectó un volumen total de 10.4 mmpc de bióxido de carbono en un tiempo de 119 días (se tuvieron días de interrupción, debido a problemas operativos); después de un periodo de cierre de 14 días, el pozo se reabrió a producción; el volumen acumulado de aceite durante los primeros diez días fue 448 bls. La producción acumulada de aceite al término del periodo de producción, 50 días, fue de 1485 bpd, es decir un promedio de 30 bpd.

Tomando únicamente en cuenta el periodo de producción, la productividad fue incrementada marcadamente en el pozo C11 y fue menos significativa en el pozo C22.

III.2.2 Yacimientos con Aceite Ligero

III.2.2.1 Evaluación de Pruebas de Campo. Louisiana y Kentucky, USA^{4,20,21}

Se implantaron varios proyectos de estimulación cíclica con bióxido de carbono por diversas compañías petroleras en forma independiente en 14 campos localizados en los estados de Louisiana y Kentucky, USA. La base de datos que se analizó⁴ contiene los resultados de 106 pozos estimulados.

Aproximadamente, el 90% del total de pruebas documentadas en la base de datos, es decir 97 pozos, mostraron incremento de aceite al reabrirse el pozo. De los nueve casos fallidos, ocho fueron atribuidos a problemas mecánicos durante la inyección del bióxido de carbono y en el otro caso, el bióxido de carbono aparentemente migró hacia una falla conductiva.

La Tabla III.2 resume las propiedades de los yacimientos en los cuales se aplicó el proceso de estimulación con bióxido de carbono. Como se muestra en dicha tabla, las características de los yacimientos seleccionados fueron diversas, además se señala el principal mecanismo de producción del yacimiento. Se hace notar que la densidad del aceite varió en un rango de 23 a 38°API y que estos yacimientos están constituidos por arenas (consolidada, no consolidada o dolomítica).

El procedimiento común cuando se llevó a cabo la estimulación con bióxido de carbono en un pozo cualesquiera fue el siguiente: se inyectó un volumen predeterminado de bióxido de carbono a un gasto tan alto como fuera posible, sin causar ningún daño en la terminación del pozo o en la formación. Al término de la inyección, el bióxido de carbono fue desplazado de la tubería de producción inyectando aceite e inhibidor de corrosión. Cuando se reabrió el pozo a producción, una vez pasado el tiempo de cierre, se usó un estrangulador de diámetro

pequeño, para evitar una fuerte depresión en el pozo, y conforme transcurrió el tiempo se fue ampliando el diámetro del estrangulador. Los periodos de cierre fueron en algunas ocasiones extendidos cuando al momento de la reapertura del pozo sólo se produjo bióxido de carbono.

Tabla III.2 Propiedades de los yacimientos en los cuales se realizó una estimulación cíclica con bióxido de carbono⁴

Yacimiento	Espesor formación (pies)	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)	Profundidad Cima Yac. (pies)	Presión media (psig)	Temperatura media (°F)	Mecanismo de Empuje
A	21	322	29	8,140	3,547	185	WF
B	46	1,033	28	10,330	2,406	212	WF
C	20 a 50	139	25	12,870 a 13,140	2,500	240	DD
D	12 a 17	2,500	32	4,909 a 4,916	2,235	138	SWD
E	6 a 24	3,000	32	1,200 a 3,000	560 a 1,400	80 a 100	SWD
F	7 a 35	300 a 500	32	6,248 a 6,525	2,900	166	SWD
G	34 a 58	10	13 a 16	1,300	100	68	DD
H	30	500	31	10,060	1,795	206	SWD
I	10 a 40	250	27	8,900	3,947	185	SWD
K	15 a 34	252	24	9,837 a 9,914	5,100	192	DD

*WF= Inyección de Agua, DD = Declinación Natural, SWD = Acuífero Activo

En la evaluación técnica de la respuesta de un pozo a un tratamiento de estimulación cíclica con bióxido de carbono se aplicaron los términos de Relación de Estimulación y el Factor de Inyección-Producción, los cuales se definen de la manera siguiente:

La Relación de Estimulación (RE), adimensional, es el gasto de aceite promedio mensual después de la inyección de bióxido de carbono entre el gasto de aceite promedio mensual antes de la inyección. Una relación de estimulación mayor que la unidad indica que la respuesta inicial del pozo a la inyección de bióxido de carbono es favorable.

El Factor de Inyección-Producción ($\text{CO}_2/\text{aceite}$), cuyas unidades son mpc/bl, está definido como el volumen de bióxido de carbono inyectado en un ciclo entre el volumen de aceite acumulado, a condiciones estándar, atribuible a este ciclo. Un factor de inyección-producción bajo indica que la respuesta de producción de aceite del pozo a la inyección de bióxido de carbono es favorable. Con base en la experiencia de estos campos, se adoptó como criterio económico, que si el valor del factor de inyección-producción era menor a 3 mpc/bl, el pozo resultaba ser económicamente exitoso.

La Tabla III.3 presenta los 85 pozos que con base en la evaluación del factor de inyección-producción (< 3 mpc/bl) resultaron ser exitosos.

Tabla III.3 Resultados de los pozos que resultaron exitosos al aplicar una estimulación cíclica con bióxido de carbono⁴

Yacimiento	Número de Pozos	Incremento de Aceite (bls)	Factor de Inyección-Producción (Mpc/bls)	Relación de Estimulación	GASTOS DE PRODUCCIÓN DE			
					Aceite Antes Iny. CO ₂ (bpd)*	Agua Antes Iny. CO ₂ (bpd)*	Aceite Después Iny. CO ₂ (bpd)**	Agua Después Iny. CO ₂ (bpd)**
A	1	3,233	2.67	1.7	19	171	29	164
B	2	6,148 a 11,410	1.45 a 2.73	4.2 a 4.7	25 a 31	255 a 486	52 a 86	237 a 272
C	1	29,830	0.29	2.1	47	47	84	116
D	4	5,516 a 14,863	0.91 a 1.87	4.9 a 11.2	13 a 18	971 a 1,281	64 a 250	167 a 999
E	9	2,612 a 11,051	0.72 a 2.68	1.6 a 3.7	9 a 53	76 a 441	18 a 88	19 a 241
G	66	321 a 6,326	0.62 a 2.14	1.4 a 6.4	1 a 70	4 a 397	2 a 96	4 a 384
H	1	12,115	0.71	1.5	54	20	74	32
I	1	9,118	0.71	2.2	72	31	83	161

*Gasto promedio seis meses antes de la estimulación con bióxido de carbono

**Gasto promedio durante el primer mes después de la estimulación con bióxido de carbono

El volumen de bióxido de carbono óptimo para cada ciclo de estimulación, depende de las condiciones propias del yacimiento y no se presentó ninguna regla de campo. La simulación numérica puede ser una gran ayuda para estimar este volumen.

En cinco de los proyectos incluidos en esta base de datos, se implantó un segundo ciclo de estimulación. Cuatro de ellos presentaron una declinación mayor en la producción con respecto al primer ciclo. En el caso restante, el segundo ciclo respondió mejor que su ciclo antecesor, de lo que se concluyó que probablemente se requería un tiempo mayor de cierre en el primer ciclo.

Del análisis de estas aplicaciones se concluyó que la estimulación cíclica con bióxido de carbono, resultó ser un proceso exitoso de recuperación mejorada en este tipo de yacimientos con aceite ligero.

III.2.2.2 Evaluación de Pruebas de Campo. Texas²²

Se revisó la información correspondiente a los resultados de pozos sujetos a estimulación con bióxido de carbono en 12 campos de aceite que se encuentran en el este y sur de Texas. Las propiedades de los fluidos y de los yacimientos se presentan en la Tabla III.4. Se hace notar que a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, el bióxido de carbono es inmiscible en el aceite.

Tabla III.4 Propiedades de los fluidos y de los yacimientos, de los campos de aceite en Texas²²

Propiedades de la Formación del Yacimiento						
Yacimiento	Profundidad (pies)	Espesor formación (pies)	Temperatura media (°F)	Presión media (psig)	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)
A	5,500	21	154	1,310	1,700	23
B	4,570	7	138	930	1,200	30
C	4,900	12	155	1,430	534	31.8
D	4,650	9	150	1,350	350	31
E	5,250	8	150	860	450	25
F	5,250	8	150	1,030	400	25
G	4,200	44	135	660	388	25
H	5,200	25	153	1,540	500	-
I	7,756	15	175	1,200	15	-
J	4,100	15	149	750	500	30
K	5,000	-	149	900	-	-
L	2,600	-	116	500	560	-

Propiedades de los Fluidos del Yacimiento					
Yacimiento	Saturación de aceite inicial (%)	Densidad aceite (°API)	Viscosidad aceite (cp)	RGA (pc/bl)	Bo (m3 / m3)
A	73	26	2.3	220	1.132
B	80	25	2.5	158	1.096
C	68	25	4.6	236	1.136
D	69	23	3.2	288	1.132
E	80	26	2.5	130	1.092
F	75	26	2.9	154	1.102
G	73	23	33.4	105	1.073
H	73	25	2.7	266	1.152
I	-	37	1.6	275	1.174
J	85	25	4.4	104	1.080
K	-	27	7.2	140	1.095
L	-	30	8.0	90	1.057

La respuesta de producción de aceite de los pozos después de la estimulación cíclica con bióxido de carbono, fue similar a los casos comentados en los apartados anteriores.

La Tabla III.5 muestra la descripción de los pozos que fueron estimulados: Se señala el volumen de bióxido de carbono inyectado, el periodo de cierre después de la inyección, la recuperación de aceite acumulado atribuible al ciclo de estimulación y la recuperación del bióxido de carbono en la superficie.

Tabla III.5 Resumen de los proyectos de estimulación con bióxido de carbono en pozos localizados en Texas²²

Yacimiento-Pozo	Rec. de Aceite por Estimulación (bls)	Volumen Inyectado de CO ₂ (MMpc)	Periodo de cierre (días)	Recuperación de CO ₂ (%)
A - 211	3,697	4.0	12	73
A - 208	1,071	3.6	12	88
A - 38	917	4.0	10	68
B - 32*	122	1.0	7	41
B - 32**	364	4.5	18	42
C - 12	0	8.0	25	74
C - 9	882	4.0	22	100
D - 61	0	5.0	20	66
E - 183	1,766	5.0	17	90
E - 199	148	5.0	4	52
F - 179	490	5.0	17	47
G - 23	1,657	8.2	31	>10
G - 32	6,018	8.4	13	NA
G - 33	544	6.8	9	NA
G - 35	3,619	7.9	12	NA
G - 44	504	4.1	25	>20
G - 47	0	4.0	13	NA
H - 2	0	4.0	36	61
H - 5	0	4.0	22	57
I - 4	0	4.0	23	67
J - 9	0	4.0	23	85
J - 8	0	4.0	-	NA
K - 2	1,656	4.0	21	30
K - 53	371	4.0	25	92
L - 83	391	4.0	13	NA
L - 134	873	4.0	14	61
L - 170	0	4.0	26	8
L - 171	587	4.0	10	74

* Primer Ciclo
** Segundo Ciclo

De las 28 estimulaciones con bióxido de carbono realizadas en 27 pozos (en el pozo B-32 se realizó un segundo ciclo), nueve no presentaron recuperación sustancial de aceite. En los 18 pozos restantes, con excepción de cuatro pozos, la producción de aceite fue suficiente para compensar la producción que se suspendió cuando se cerró el pozo.

III.3 Métodos para Determinar la Eficiencia del Proceso de Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono

El interés en el proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono ha generado la necesidad de definir en forma correcta los mecanismos de recuperación del aceite, para que los ingenieros puedan evaluar los méritos de la técnica y optimizar su aplicación para los yacimientos candidatos.

En ausencia de datos de campo o de un simulador numérico, se puede hacer uso de cualquiera de las expresiones que se describen a continuación, como una primera

aproximación, para predecir la recuperación de aceite de un pozo cuando se le aplica un proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono.

Patton² empleó un simulador para estudiar los efectos del yacimiento y algunos parámetros que intervienen en el proyecto sobre la recuperación de aceite por la estimulación cíclica con bióxido de carbono. Patton y colaboradores desarrollaron un análisis de regresión de 200 datos generados por el simulador. La eficiencia de un proceso de estimulación de este tipo puede estimarse por medio de la expresión siguiente:

$$E = 0.33 - 0.035N_c - 4.5 \times 10^{-5} \mu_o + 1.6 \times 10^{-4} p_t + 1.3 \times 10^{-9} p_t^2 + 4.3 \times 10^{-5} k - 0.013 S_{oi} - 0.69 V_c \dots (3.1)$$

donde:

E eficiencia del proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono, incremento de aceite bls a c.s / volumen inyectado de CO₂ mpc, fracción

N_c número de ciclos en el proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono

μ_o viscosidad del aceite a cy, cp

p_t presión de tratamiento, máxima presión de inyección de CO₂ en el fondo del pozo, psi

k permeabilidad, md

S_{oi} saturación remanente inicial de aceite, fracción

V_c volumen de CO₂ en cada ciclo por pie de formación, MMpc/pie

Esta expresión se basó en aceites pesados del tipo California con rangos de viscosidad de 177 a 28,000 cp.

Haskin y Alston²² presentaron una correlación desarrollada para pozos de Texas, para aceites con una viscosidad de 2 a 5 cp. La correlación considera la reducción de viscosidad y el hinchamiento del aceite como los principales mecanismos de recuperación de aceite. Concluyeron que la recuperación de aceite es función del volumen de aceite que se pone en contacto con el bióxido de carbono.

Este método ofrece la ventaja de que se basa solamente en las propiedades de los fluidos; que son generalmente conocidas o pueden ser estimadas en forma aproximada haciendo uso de correlaciones que se presentan en la literatura^{6,8}, o de la simulación composicional.

La recuperación de aceite depende del volumen de aceite alterado por el bióxido de carbono y de la fracción de ese aceite alterado producido²², es decir

$$Np = V_{ao} f_{ap} \dots \dots \dots (3.2)$$

donde

$$V_{ao} = \left(\frac{V_{iCO_2}}{R_{sCO_2}} \right) \left(\frac{\frac{S_{orw} R_{sCO_2}}{B_{oCO_2}}}{\frac{S_{orw} R_{sCO_2}}{B_{oCO_2}} + \frac{S_g}{B_g} + \frac{S_w R_{sw}}{B_w}} \right) \dots \dots \dots (3.3)$$

- Np = recuperación de aceite, bls
- V_{ao} = volumen de aceite alterado por el CO₂, bls
- f_{ap} = fracción de aceite alterado producido
- V_{iCO_2} = volumen inyectado de CO₂, pc
- R_{sCO_2} = relación de solubilidad del CO₂ en el aceite del yacimiento, pc/bl
- S_{orw} = saturación de aceite residual debida a la inyección de agua, fracción
- B_{oCO_2} = factor de volumen de la mezcla aceite-CO₂, bl/bl
- S_g = saturación de gas CO₂, fracción
- B_g = factor de volumen del CO₂, bl/pc
- S_w = saturación de agua, fracción
- R_{sw} = relación de solubilidad del CO₂ en el agua del yacimiento, pc/bl
- B_w = factor de volumen del agua, bl/bl
- S_{oi} = saturación de aceite inicial, fracción

La ecuación (3.3) establece que el volumen de aceite alterado depende del volumen de bióxido de carbono inyectado, la solubilidad de éste en el aceite y de la fracción de bióxido de carbono que no entra en contacto con el aceite porque se disuelve en el agua de formación y en el agua de inyección presentes en la formación. Al igual que en los procesos de desplazamiento con agua, se tiene una relación de movilidad adversa cuando se efectúa la inyección de bióxido de carbono y, la saturación de gas inyectado es función de la saturación de aceite residual debida a la inyección de agua²³. Lo anterior se expresa en la ecuación siguiente:

$$S_g = (S_{oi} - S_{orw})(0.5) \dots \dots \dots (3.4)$$

La fracción de aceite alterado producido depende de los cambios en la saturación de aceite residual (S_{or}), resultado de la reducción de la viscosidad de la mezcla formada por el aceite y bióxido de carbono, lo cual se expresa en la ecuación (3.5). La S_{orw} y la S_{orCO_2} , son estimadas a partir de las ecuaciones (3.6) y (3.7) desarrolladas por Craze y Buckley²⁴ y Arps²⁵. Estas ecuaciones permiten estimar la saturación de aceite en un yacimiento sujeto a la inyección de agua con un arreglo de cinco pozos y una fracción de agua del 90%.

$$f_{ap} = \frac{\frac{S_{orw}}{B_o} - \frac{S_{orCO2}}{B_{oCO2}}}{\frac{S_{orw}}{B_o}} \dots\dots\dots(3.5)$$

$$S_{orw} = 0.496 + 0.112\log(\mu_{oL} + 10) - 0.102\log k \dots\dots\dots(3.6)$$

$$S_{orCO2} = 0.496 + 0.112\log(\mu_{oCO2} + 10) - 0.102\log k \dots\dots\dots(3.7)$$

La ecuación (3.6) estima la saturación de aceite residual con respecto a la inyección de agua antes de cualquier tratamiento con bióxido de carbono. De acuerdo con la ecuación (3.7) una reducción en la viscosidad del aceite debido a la disolución del bióxido de carbono puede causar una reducción en la saturación de aceite residual. Se señala que la saturación de aceite residual se aproxima a un valor constante para condiciones de aceites con viscosidades muy bajas. Este mecanismo tiene mayor impacto en la recuperación cuando se trata de aceites muy viscosos. El hinchamiento del aceite, como se observa en la ecuación (3.5), se refleja en los cambios del factor de volumen del aceite (B_o), este aspecto es más importante para aceites menos viscosos²².

La viscosidad del aceite saturado con bióxido de carbono (μ_{oCO2}), la relación de solubilidad del bióxido de carbono en el aceite (R_{scO2}) y el factor de hinchamiento para los aceites saturados con bióxido de carbono, se pueden calcular mediante la correlación de Simon y Graue⁶, Las Figura III.1 y III.2 presentan dichas correlaciones.

El factor de volumen del aceite saturado con bióxido de carbono (B_{oCO2}), es el producto del factor de volumen de hinchamiento, F_{sv} , y el factor de expansión termal, F_{te} , obtenido con Standing²⁶.

El factor de volumen del gas- bióxido de carbono, B_g , es función de la densidad del bióxido de carbono a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y se expresa en rb/pc. El B_g se calcula de la siguiente forma:

$$B_g = 3.316 \times 10^{-4} / \rho_{CO2} \dots\dots\dots(3.8)$$

Un ejemplo de cálculo empleando la expresión de Haskin y Alston²² se presenta en el Apéndice A, para la predicción de la recuperación de aceite en un pozo del campo Samaria Terciario.

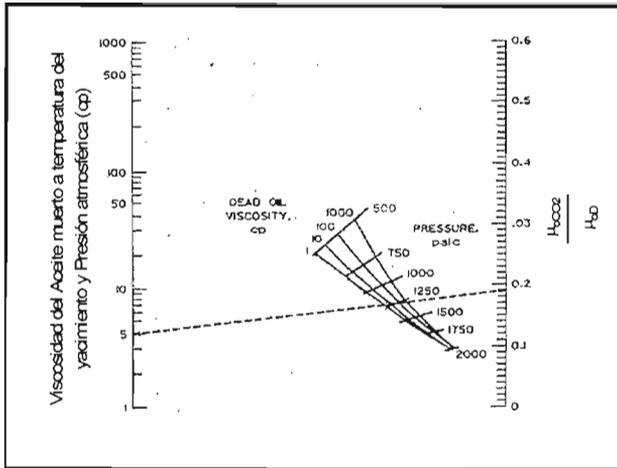


Figura III.1 Efecto del bióxido de carbono sobre la viscosidad del aceite ⁶

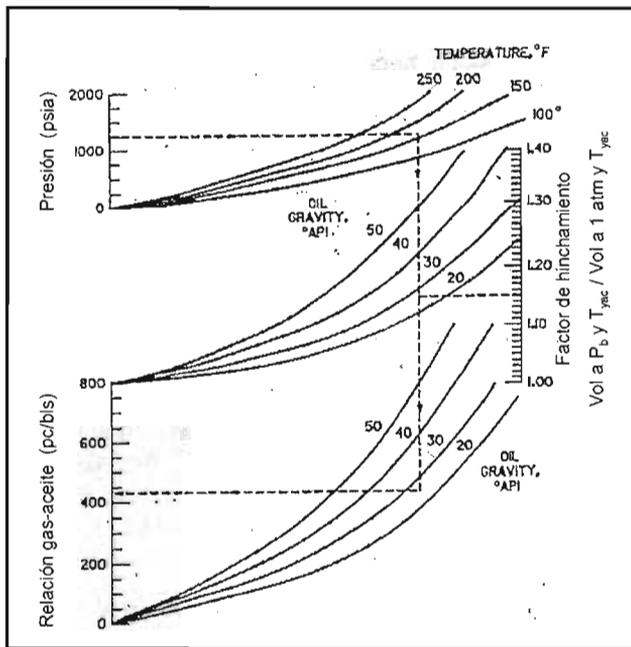


Figura III.2 Estimación de la relación de solubilidad del bióxido de carbono en el aceite ⁶

CAPÍTULO IV. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SAMARIA

IV.1. Ubicación Geográfica del Campo²⁷

El campo Samaria, junto con los campos Íride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal, forman parte de lo que se conoce como el Complejo Antonio J. Bermúdez, que pertenece al Activo de Producción Samaria-Luna de la Región Sur. El Complejo se localiza en la parte sureste de la República Mexicana, a 20 Km al noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, como se muestra en la Figura IV.1.

El campo Samaria tiene un área aproximada de 43 km² y se han perforado 150 pozos. Actualmente 49 son pozos productores, con una producción del orden de 69,000 bpd de aceite y 64 mmpcd de gas a diciembre del 2003. Sus reservas probadas remanentes hasta enero del 2003 son de 938.27 millones de barriles de aceite y 1562.72 millones de pies cúbicos de gas²⁸.

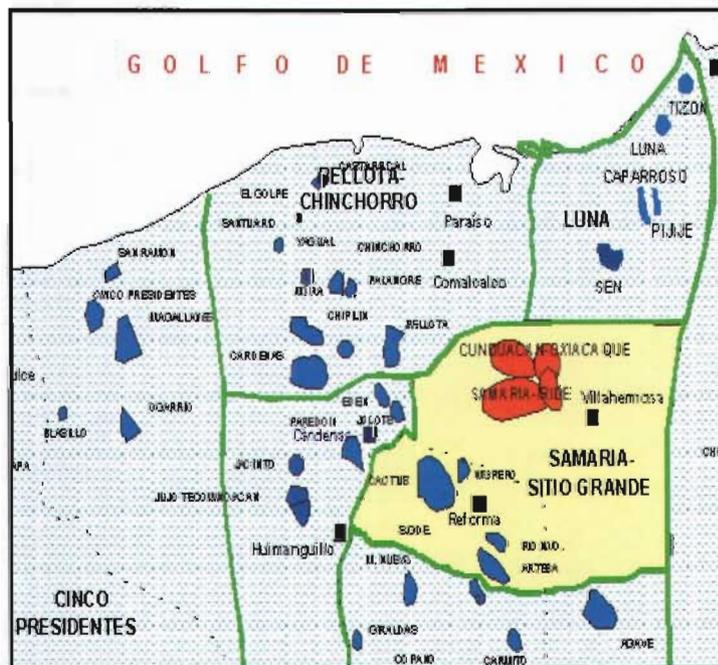


Figura IV.1 Ubicación geográfica del Complejo Antonio J. Bermúdez²⁷

IV.2 Comportamiento Estructural y Estratigráfico

El campo Samaria pertenece a la provincia geológica de las cuencas del sureste y fue el primer campo del Complejo que se descubrió con la terminación del pozo exploratorio Samaria 101 en 1973, productor en rocas carbonatadas del Cretácico Superior.

La estructura del campo es un anticlinal asimétrico orientado de acuerdo con la tendencia estructural regional. La estructura está fuertemente atravesada por fallas normales que la dividen en bloques principales y menores que, según el análisis de algunas pruebas de presión, se encuentra comunicada hidráulicamente con los campos que forman en su conjunto al Complejo Antonio J. Bermúdez²⁹.

Como resultado del fuerte tectonismo reconocible en las estructuras del Complejo, se percibe que la intensidad del fracturamiento es variable en el área de los campos, siendo mayor en la vecindad de las fallas. Por lo anterior, podemos concluir que el campo Samaria se encuentra entre lo que se conoce como un yacimiento naturalmente fracturado.

Con base en los datos de geología del subsuelo, el campo Samaria tiene una columna estratigráfica que comprende sedimentos que van en desde el Cretácico Inferior hasta el Cretácico Superior, esto se muestra en la Figura IV.2.

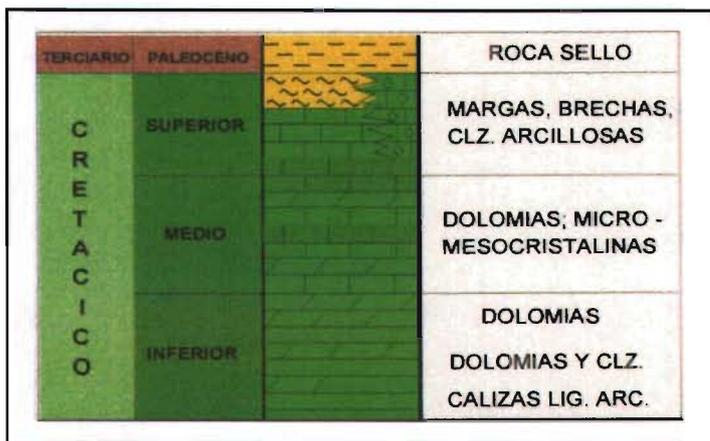


Figura IV.2 Columna estratigráfica típica de un pozo del campo Samaria²⁹

La secuencia del Cretácico Inferior se compone de mudstone y wackstone arcilloso, que gradualmente incrementa su dolomitización, llegando a constituir dolomías en la porción superior. Durante el Cretácico Medio continúan las dolomías con un cuerpo de wackstone de color café oscuro y gris oscuro en la parte superior. Finalmente, el Cretácico Superior presenta en la base un cuerpo de mudstone a wackstone que cambia a brechas y calcarenitas, mostrándose en esta parte de la columna las primeras pulsaciones orogénicas que caracterizan los depósitos Terciarios.

Las secuencias Mesozoicas están cubiertas por una alternancia de lutitas con intercalaciones de arenas y areniscas.

Predomina en el campo Samaria, el largo desplazamiento de las fallas normales y el paralelismo de las fracturas extensionales con las fallas normales. Las fracturas extensionales presentan alargamiento con orientación norte-sur, que posiblemente se relacione con el esfuerzo compresivo norte-sur y las rutas de migración, principalmente en la parte central del campo, Figura IV.3.

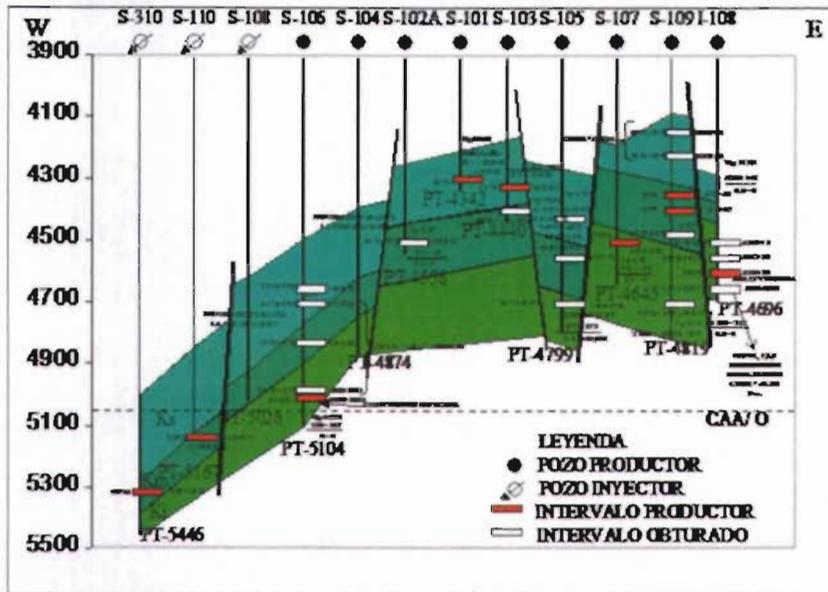


Figura IV.3 Representación estructural y estratigráfica del modelo geológico³⁰

IV.3 Petrofísica

El campo Samaria presenta una variedad amplia de facies y por lo tanto de heterogeneidades petrofísicas, lo cual complica la caracterización de sus propiedades.

La gran variedad de facies reconocidas presenta diferentes tipos de porosidades: intrapartícula en granos esqueléticos, interpartículas en las facies de plataforma del Cretácico Superior, móldica y vugular formadas por disolución de carbonatos. La porosidad móldica se encuentra escasamente en calizas del Cretácico Superior e intercrystalina y vugular, principalmente en dolomias del Cretácico Medio.

La porosidad predominante en toda la sección Cretácica está en fracturas y/o brechas, aunque los otros tipos de porosidad no son despreciables, teniéndose en el campo una porosidad promedio de 5.5% y una saturación de agua de 18.8%.

Sin embargo, no debe soslayarse el alto volumen de bitumen (aceite residual), identificado en las fracturas y en menor escala en la matriz, consideraciones basadas en el examen petrográfico de láminas delgadas en núcleos de algunos pozos del campo, Figura IV.4.

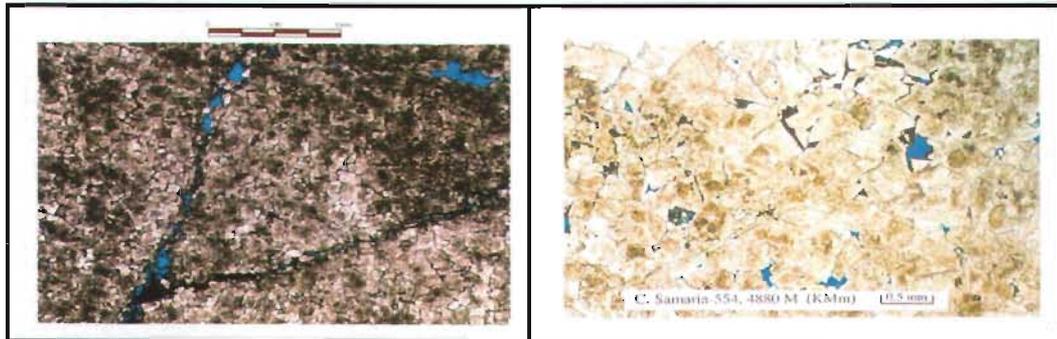


Figura IV.4 Petrografía de lámina delgada de una muestra de dolomía, en la que se observan las microfracturas con aceite residual³⁰

IV.4 Historias de Presión, de Producción e Inyección de Agua

La presión original del campo en 1973 fue de 533 kg/cm², misma que declinó rápidamente para alcanzar la presión de saturación de 318.5 kg/cm² en marzo de 1979, apenas seis años después, Figura IV.5.

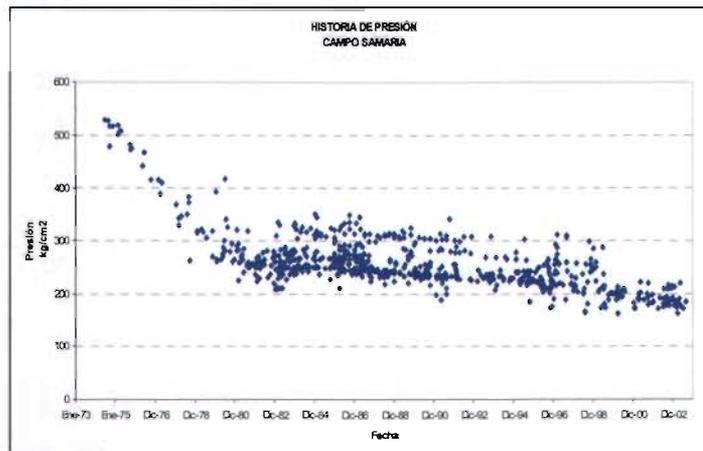


Figura IV.5 Historia de presión del campo Samaria³⁰

Con el fin de evitar la severa caída de presión en el campo, se inició una prueba piloto de inyección de agua en octubre de 1977. El sistema se hizo extensivo a mediados de 1980. En la Figura IV.6 se presenta el comportamiento de la inyección de agua. La mayoría de los pozos inyectores están situados en los flancos de la estructura, siguiendo un arreglo lineal para inyectar en el acuífero. Aún así, la presión continuó declinando y es hasta marzo de

1984 cuando se empezó a notar cierto represionamiento, el cual se observó principalmente en los pozos inyectoros y en las áreas cercanas a los mismos; la presión se estabilizó desde 1984 hasta 1991. A partir de 1991 comenzó a declinar la presión, acentuándose con la perforación de nuevos pozos de desarrollo. En la Figura IV.7 se muestran los pozos productores e inyectoros que actualmente están operando hasta diciembre del 2003.



Figura IIV.6 Historia de inyección de agua en el campo Samaria³⁰

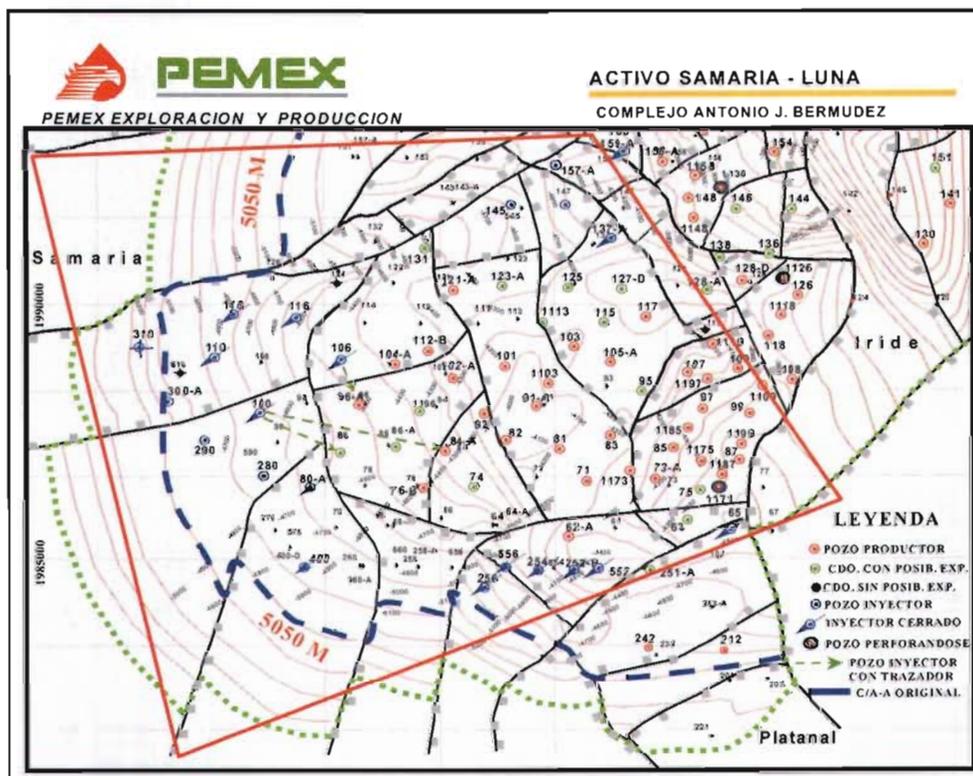


Figura IV.7 Pozos productores e inyectoros que operan en el campo Samaria hasta diciembre del 2003³⁰

Por lo que se refiere a la historia de producción del campo, se pueden diferenciar cuatro etapas, como se observa en la Figura VI.8. En la primera etapa, el desarrollo del campo que se llevó a cabo de 1973 a 1980, se encontraban operando 50 pozos. Se alcanzó la máxima producción en septiembre de 1978 con una cuota de de 332 mbpd.

La segunda etapa comenzó a mediados del año 1980, donde se observó una franca declinación de la producción como consecuencia de que ya no se incorporaron nuevos pozos y al gran depresionamiento del yacimiento, debido a los altos ritmos de extracción y a que la energía propia del yacimiento no era capaz de mantener la presión.

A partir de julio de 1987 se inició la tercera etapa, observándose un mantenimiento en la producción de aproximadamente 75 mbpd hasta julio de 1990, para luego continuar declinando hasta alcanzar un valor mínimo de 53 mbpd en abril de 1995.

A partir de mayo de 1995 se presenta la cuarta etapa, caracterizada por un incremento en la producción debido principalmente a la perforación de pozos intermedios y a la optimización de los sistemas artificiales de producción. Con esto se logró una producción promedio diaria de 80 mbpd, con un total de 45 pozos activos, manteniéndose así hasta diciembre del 2003.



Figura IV.8 Historia de producción del campo Samaria³⁰

IV.5 Características de los Fluidos del Campo

El aceite producido por los pozos del campo Samaria Mesozoico, es de tipo ligero (Istmo), con un densidad entre 28 y 31 grados API. Las formaciones del cretácico contenían originalmente aceite bajosaturado con una presión inicial en el yacimiento de 533 kg/cm² a

4640 metros y una temperatura de 140°C. La presión de burbuja es de 320 kg/cm² y actualmente se tiene en promedio 210 kg/cm² a 4640 metros.

Cuando el yacimiento se encontraba bajosaturado, se pudo determinar la composición original a través del análisis PVT de una muestra de fondo de aceite³¹ del pozo Samaria 106. La Tabla IV.1 muestra el análisis composicional de dicho análisis. Por otro lado, la Tabla IV.2 señala las principales características del yacimiento y de los fluidos que contiene.

Tabla IV.1 Análisis composicional de la muestra de fondo del pozo Samaria 106³¹

MUESTRA DEL POZO: Samaria 106		FECHA: Julio 1977	
Componente	Porcentaje Mol	Porcentaje en Peso	Peso Molecular
H2S	0.950	0.380	
CO2	1.710	0.890	
N2	0.540	0.180	
C1	46.730	8.820	
C2	8.500	3.010	
C3	5.590	2.900	
IC4	0.980	0.670	
NC4	2.770	1.890	
IC5	1.160	0.980	
NC5	1.800	1.530	
C6	2.320	2.340	
C7	1.310	1.490	96.0
C8	2.510	3.070	103.0
C9	2.470	3.370	115.0
C10	2.190	3.380	130.0
C11+	18.470	65.100	297.0

Tabla IV.2 Características principales del campo Samaria²⁷

Petrofísicas	Tipo de Fluido y Condiciones
Área: 43 km ²	Tipo de Fluido: Aceite Ligero
Tipo de Yacimiento: Naturalmente Fracturado	Densidad de Aceite: 28 – 31 °API
Roca: Caliza - Dolomía fracturada	Densidad relativa de Gas: 0.72 (aire = 1)
Porosidad: 2 – 6 %	RGA: 190 m³/m³
Permeabilidad: 5 – 200 milidarcies	Porcentaje de Agua: 18 %
Espesor bruto: 950 metros	Temperatura: 138°C
Espesor neto: 600 - 800 metros	Presiones (kg/cm ²):
Profundidad: 4,100 - 5050 metros	Inicial: 533
	Saturación: 319
	Actual: 215

IV.6 Estado General de Pozos

La Tabla IV.3 presenta un resumen del estado general que guardan los pozos perforados en el campo Samaria, así mismo se incluye la producción promedio mensual de aceite, gas y agua del campo y pozo.

Como puede apreciarse en esta Tabla, el gasto promedio para los pozos del campo es de aproximadamente 2000 bpd, por lo que recibe especial atención cualquier pozo que su producción sea menor al promedio, es decir se buscan alternativas que logren una mejor recuperación sin afectar al yacimiento.

Tabla IV.3 Estado general de pozos. Campo Samaria³⁰

CONCEPTO	SAMARIA
Total de Pozos	146
<i>Con Posibilidades o en Explotación</i>	72
En Operación	47
Productores	37
<i>Fluyente</i>	4
<i>Bombeo Neumático</i>	35
Inyectores	10
Cerrados con Posibilidades de Explotación	14
Temporalmente sin Posibilidades de Explotación	7
Programado para Taponamiento	18
Pozos Taponados	60
PRODUCCION DEL CAMPO SAMARIA*	
Aceite (bpd)	76476.0
Gas (mmpcd)	100.4
PRODUCCIÓN PROMEDIO POR POZO	
Aceite (bpd)	2066.9
Gas (mmpcd)	2.7
* Producción correspondiente al mes de diciembre 2003	

CAPÍTULO V. MODELO DE SIMULACIÓN

V.1 Introducción

Cuando se tiene un pozo, localizado en un yacimiento naturalmente fracturado, con baja producción de aceite con respecto a sus vecinos y al cual se le han realizado estimulaciones ácidas sin ningún resultado positivo y el agua de inyección no ha desplazado eficientemente el aceite remanente, este pozo puede representar una buena oportunidad para aplicar una estimulación cíclica con bióxido de carbono. La alta densidad de fracturamiento pudo frustrar los efectos de una inyección de agua, dejando una alta saturación de aceite y esto representa un reto para un proceso alternativo.

El uso de la simulación numérica puede ser una herramienta bastante útil para el análisis de cualquier proyecto. Los resultados de la simulación numérica constituyen una herramienta para explicar el comportamiento del yacimiento y de los fluidos presente en él.

Los simuladores de yacimientos se pueden clasificar en función del proceso a simular. Los modelos más empleados en la industria petrolera son:

Modelos para aceite negro. Este modelo se emplea para predecir el comportamiento de yacimientos conteniendo tres fases inmiscibles (aceite, gas y agua) y considera composición constante.

Modelos composicionales. Se emplean para simular procesos de recuperación en los cuales no son válidas las suposiciones de composición constante, e inmiscibilidad de las fases gas y aceite. Los modelos composicionales se usan principalmente para predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes métodos de recuperación de aceite, cuando las composiciones del gas y aceite cambian en forma considerable con respecto a la posición y el tiempo. Casos comunes de estos cambios de composición son los procesos de inyección de gases a presiones altas (gas enriquecido, bióxido de carbono y nitrógeno) que se puede efectuar en los yacimientos de aceite.

V.2 Descripción del Simulador de Comportamiento de Fases de Mezclas de Hidrocarburos y Gases Contaminantes. PVTi³²

Para determinar el comportamiento de fases de la mezcla se utilizó el programa PVTi, el cual es un simulador composicional que emplea una ecuación de estado (EDE) y, simula a condiciones de yacimiento el comportamiento de fases de mezclas multicomponentes (ya

sean estas mezclas naturales o sintéticas) de hidrocarburos y algunos gases contaminantes, considerando variaciones de presión, temperatura y composición.

Mediante el simulador PVTi se pueden calcular o determinar:

Presiones de saturación (burbuja o de rocío)

Comportamiento Presión-Volumen-Temperatura (PVT) de pruebas de laboratorio, tales como separación a composición constante o separación flash, separación diferencial convencional y separación diferencial a volumen constante (agotamiento a volumen constante).

Comportamiento de fases de una mezcla de hidrocarburos, es decir, la envolvente de fases y sus líneas de calidad

Los coeficientes para una correlación de viscosidad y la densidad de la mezcla multicomponente de hidrocarburos, ya sea en fase líquida o vapor, a una presión y temperatura dadas

El simulador PVTi se puede emplear en yacimientos que contienen fluidos del tipo aceite negro, aceite volátil y gas y condensado.

V.2.1 Ecuaciones Básicas del Simulador PVTi³²

Se establece un sistema de ecuaciones simultáneas del tipo no lineal, el cual se resuelve mediante un método iterativo del tipo Newton-Rapshon, en el que se reducen a un mínimo las variables de iteración. Dicho sistema está formado por las ecuaciones básicas siguientes:

Balance de Masa por fase y por Componentes.

Se considera un sistema de hidrocarburos consistiendo de una mole de mezcla cuya composición es Zi. En general, el balance de masa total se define:

$$L + V = 1 . \quad \dots\dots\dots(5.1)$$

Balance de masa para cada componente en la mezcla de fluidos:

$$Lx_i + Vy_i = z_i . \quad \dots\dots\dots(5.2)$$

Con las siguientes consideraciones de restricción, para las composiciones en la fase líquida, gaseosa y en la mezcla:

$$\sum_i x_i = \sum_i y_i = \sum_i z_i = 1 . \quad \dots\dots\dots(5.3)$$

Condición de Equilibrio Termodinámico de las fases.

La condición de equilibrio termodinámico de las fases implica que las fugacidades en las fases líquido y vapor deben ser iguales para cada componente

$$f_{iL} = f_{iV} \dots\dots\dots(5.4)$$

Las ecuaciones (5.1) a (5.4), en el desconocimiento de L, V, xi, yi, pueden ser empleadas para encontrar el estado de equilibrio de un sistema de conocida composición zi.

Las fugacidades son función de la temperatura, presión y composición de la mezcla de hidrocarburos. Las fugacidades pueden ser calculadas directamente a partir de una EDE.

Las fugacidades y los factores Z empleados en los cálculos flash se obtienen a partir de una EDE. Las cuatro EDE implementadas en el simulador PVTi son:

- (RK) Redlich-Kwong
- (SRK) Soave-Redlich-Kwong
- (ZJ) Zudkevitch-Joffe
- (PR) Peng-Robinson

La EDE para un fluido real es:

$$pV = nRTZ \dots\dots\dots(5.5)$$

Donde p es la presión, V el volumen, n el número de moles, R la constante universal de los gases, T la temperatura y Z es obtenida de la solución de la ecuación cúbica:

$$Z^3 + E_2Z^2 + E_1Z + E_0 = 0 \dots\dots\dots(5.6)$$

Con: $E_2 = (m_1 + m_2 - 1)B - 1 \dots\dots\dots(5.7)$

$$E_1 = A - (2(m_1 + m_2 - 1)B^2 - (m_1 + m_2)B) \dots\dots\dots(5.8)$$

$$E_0 = -(AB + m_1 m_2 B^2 (B + 1)) \dots\dots\dots(5.9)$$

El valor de los coeficientes m1 y m2 dependen de la ecuación empleada

Ecuación de Estado	m1	m2
(RK), (SRK), (ZJ)	0	1
(PR)	$1 + 2^{-1/2}$	$1 - 2^{-1/2}$

La ecuación cúbica para los factores Z puede emplearse para obtener los factores Z de las fases líquida y vapor. Generalmente se obtienen tres soluciones. La distinción entre las fases de vapor y líquido se realiza empleando el valor de la raíz más pequeño como el factor Z para la fase líquida y la raíz con el valor más grande como el factor Z para la fase vapor.

Los coeficientes de fugacidad se calculan empleando la expresión siguiente:

$$\ln\left(\frac{f_i}{px_i}\right) = -\ln(Z-B) + \frac{A}{(m_i - m_2)B} \left[\frac{2S_i}{A} - \frac{B_i}{B} \right] \ln\left[\frac{(Z + m_2B)}{(Z + m_1B)} \right] + \frac{B_i}{B} (Z-1). \quad (5.10)$$

donde

$$S_i = \sum A_{ij}x_j. \quad (5.11)$$

$$A = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n (x_j x_k A_{jk}). \quad (5.12)$$

$$B = \sum_{j=1}^n (x_j B_j). \quad (5.13)$$

$$A_{jk} = (1 - k_{jk})(A_j A_k)^{1/2}. \quad (5.14)$$

y k_{ij} son coeficientes de interacción binaria, normalmente entre hidrocarburos y no hidrocarburos.

Estas cuatro ecuaciones, (5.11) a (5.14), expresan las leyes de mezcla usadas en todas las EDE. Las variables A_j y B_j se definen por medio de las ecuaciones siguientes:

$$A_j = \Omega_A(T, f) \frac{P_{rj}}{T_{rj}^2}. \quad (5.15)$$

$$B_j = \Omega_B(T, f) \frac{P_{rj}}{T_{rj}}. \quad (5.16)$$

Los parámetros $\Omega_A(T, f)$ y $\Omega_B(T, f)$ empleadas en las ecuaciones (5.15) y (5.16) son función de los factores acéntricos ω y de la temperatura reducida T_{rj} .

Para la EDE de Redlich-Kwong

$$\Omega_A(T, f) = \Omega_{Ao} T_{rj}^{-1/2}. \quad (5.17)$$

$$\Omega_B(T, f) = \Omega_{Bo}. \quad (5.18)$$

Para la EDE de Soave-Redlich-Kwong

$$\Omega_A(T, f) = \Omega_{Ao} \left[1 + (0.48 + 1.57\omega_j - 0.17\omega_j^2)(1 - T_{rj}^{1/2}) \right]^2. \quad (5.19)$$

$$\Omega_B(T, f) = \Omega_{Bo}. \quad (5.20)$$

Para la EDE de Zudkevitch-Joffe

$$\Omega_A(T, f) = \Omega_{Ao} F_{aj}(T) T_{rj}^{-1/2}. \quad (5.21)$$

$$\Omega_B(T, f) = \Omega_{Bo} F_{bj}(T) \dots \dots \dots (5.22)$$

Para la EDE de Peng-Robinson

$$\Omega_A(T, f) = \Omega_{Ao} \left[1 + (0.37464 + 1.54226\omega_j - 0.2669\omega_j^2) \left(1 - T_{rj}^{1/2} \right) \right]^2 \dots \dots \dots (5.23)$$

$$\Omega_B(T, f) = \Omega_{Bo} \cdot \dots \dots \dots (5.24)$$

ω_{Ao} y ω_{Bo} son constantes cuyo valor depende de la ecuación de estado empleada.

Ecuación de Estado	ω_{Ao}	ω_{Bo}
(RK), (SRK), (ZJ)	0.4274802	0.08664035
(PR)	0.4572355	0.07779607

V.3 Descripción del Simulador Numérico Composicional de Yacimientos Petroleros Eclipse 300³³

El simulador Eclipse 300 resuelve numéricamente en forma rigurosa el problema de flujo composicional, empleado una ecuación de estado y está diseñado para estudiar los yacimientos petroleros en donde su comportamiento es sensible a los cambios de composición que ocurren durante la explotación. Este simulador considera el flujo de agua y de los componentes de las fases aceite y gas, en un medio porosos heterogéneo en tres dimensiones.

El simulador Eclipse 300 puede manejar problemas composicionales en yacimientos de porosidad simple, doble porosidad y doble porosidad-doble permeabilidad.

Para el cálculo de las densidades de las fases, volúmenes molares, presiones de burbuja, presiones de rocío de las fases aceite y gas y, fugacidades de los componentes, el simulador Eclipse 300, emplea una ecuación de estado cúbica. Además, las propiedades de flujo de las fases como densidad, volumen molar, viscosidad y presión de saturación, se tratan como funciones de la presión, la temperatura y la composición.

V.3.1 Ecuaciones Básicas del Simulador Eclipse 300³³

Las ecuaciones diferenciales que describen el flujo multifásico multidimensional de fluidos en un yacimiento no fracturado son las siguientes:

Ecuación de balance molar de componentes hidrocarburos (nc):

$$-\nabla \left[x_m \rho_o v_o + y_m \rho_g v_g \right] + x_m \rho_o v_o \bar{q}_o^* + y_m \rho_g v_o \bar{q}_g^* = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi (x_m \rho_o S_o + y_m \rho_g S_g) \right] \dots (5.25)$$

donde $m = 1, 2, \dots, nc$.

Ecuación de balance molar de agua:

$$-\nabla[\rho_w v_w] + \rho_w \tilde{q}_o^* = \frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_w S_w] \quad \dots\dots\dots(5.26)$$

Ecuación de equilibrio termodinámico de las fases gas y aceite.

$$f_m^o = f_m^g \quad m= 1, 2, \dots, nc. \quad \dots\dots\dots(5.27)$$

Ecuaciones de restricción:

Saturaciones de fases: $S_o + S_g + S_w = 1 \quad \dots\dots\dots(5.28)$

Componentes de cada fase: $\sum_{i=1}^{nc} x_i = 1 \quad \dots\dots\dots(5.29)$

$$\sum_{i=1}^{nc} y_i = 1 \quad \dots\dots\dots(5.30)$$

Presiones capilares: $P_{c_{go}}(S_g) = P_g - P_o \quad \dots\dots\dots(5.31)$

$$P_{c_{wo}}(S_w) = P_o - P_w \quad \dots\dots\dots(5.32)$$

Para resolver el sistema de ecuaciones simultáneas, se emplea un procedimiento en que se combinan un esquema iterativo con dos variantes de eliminación de Gauss.

V.4 Datos necesarios empleados en el Simulador PVTi

Para reproducir las pruebas de laboratorio efectuadas al aceite negro del campo Samaria, se requirió conocer su composición a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Además, de las características de los diferentes experimentos de laboratorio realizados a la muestra en el laboratorio.

Una vez caracterizado el aceite mediante el uso de una ecuación de estado, se pueden realizar una serie de simulaciones que permitan estimar el comportamiento de fases de mezclas de aceite con el bióxido de carbono, a las condiciones de presión y temperatura de operación.

Al inicio de la vida productiva del campo Samaria, se determinó se trataba de un yacimiento de aceite negro del tipo bajosaturado. Así lo muestra la prueba reportada por el laboratorio³¹.

Para el ajuste de la ecuación de estado requerida se seleccionó el aceite del pozo Samaria 106, por contar con un análisis PVT composicional de laboratorio para realizar la

caracterización del aceite. La Figura V.1 muestra el diagrama de fase del aceite mencionado.

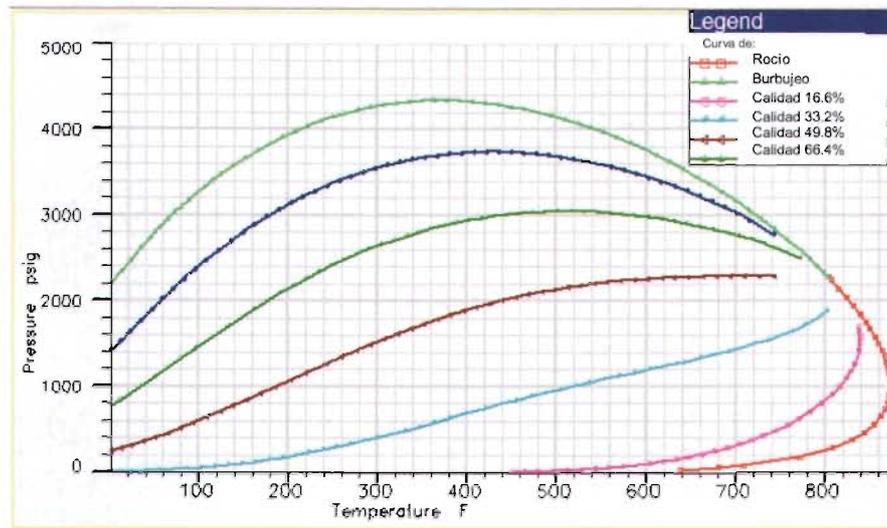


Figura V.1 Diagrama de fase de la muestra de aceite que se tomó en el fondo del pozo Samaria 106³¹

V.5 Determinación y Selección de los Datos Técnicos necesarios empleados en el Simulador Eclipse 300

V.5.1 Objetivos principales para el empleo del Simulador Numérico Composicional Eclipse 300

El objetivo que se tiene al emplear el simulador numérico composicional de yacimientos petroleros Eclipse 300, es estudiar el comportamiento de la estimulación con bióxido de carbono en uno de los pozos del campo Samaria.

Con el simulador se efectuará primeramente, a partir del inicio de su explotación, el ajuste de la historia de comportamiento de la presión y producción del pozo seleccionado. Una vez realizado el ajuste de la historia de presión-producción, se simulará el comportamiento futuro del pozo por declinación natural. Esta predicción se llevará a cabo por cuatro años, iniciándose en enero del 2004. Posteriormente se simulará el comportamiento del pozo al aplicarle un ciclo de estimulación con bióxido de carbono. Mediante el análisis de los resultados de la primera predicción, se determinarán los efectos del gas de inyección en el aceite y se plantearán nuevos escenarios de producción, con el fin de mostrar el impacto del bióxido de carbono sobre la productividad del pozo.

V.5.2 Criterios de Selección del Pozo para realizar la Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono

En la selección del pozo candidato a la aplicación de un ciclo de estimulación con bióxido de carbono se tomaron en cuenta los criterios que se mencionan a continuación:

- Pozos que no hayan respondido satisfactoriamente a las estimulaciones matriciales ácidas convencionales.
- Pozos que estando ubicados cerca de la línea de inyección de agua (recuperación secundaria) no hayan exhibido un incremento de aceite sustancial atribuible a dicha inyección.
- Pozos que presentan una producción de aceite diaria mucho menor que el promedio del campo.

El pozo Samaria 121-A³⁰ cumple con estos criterios, por lo que fue seleccionado para el estudio de factibilidad correspondiente.

V.5.3 Determinación del Radio de Drene del Pozo, (r)

Para la determinación del límite areal de la zona de estudio y, por no contar el pozo seleccionado con una prueba de presión que definiera el área drenada, se tomó en cuenta el criterio de espaciamiento entre los pozos, en el cuál el yacimiento se divide en áreas de drene en función del espaciamiento que existe entre pozo y pozo, es decir, el radio de drene de un pozo será igual a la mitad de la distancia promedio que existe entre dos pozos.

Las suposiciones involucradas en este método son: localización de los pozos con base en un arreglo regular, pozos perforados en forma vertical y un yacimiento horizontal, homogéneo, isotrópico y de espesor uniforme.

El límite areal en la dirección r , perteneciente a la zona de estudio del pozo localizado en el yacimiento Samaria, se estimó con base al procedimiento siguiente:

En un plano cartesiano x - y , se localizaron los pozos correspondientes al área de estudio, todos los pozos fueron perforados verticalmente, estos son los Samarias 111, 112, 122, 121-A, 123-A, 131 y 123. Posteriormente se determinó la distancia lineal entre cada una de las localizaciones mencionadas anteriormente y el pozo Samaria 121-A (Figura V.5), para este caso el arreglo es de malla hexagonal con una distancia promedio entre pozo y pozo de 1000 metros, por lo tanto el radio de drene obtenido para el pozo es de 500 metros.

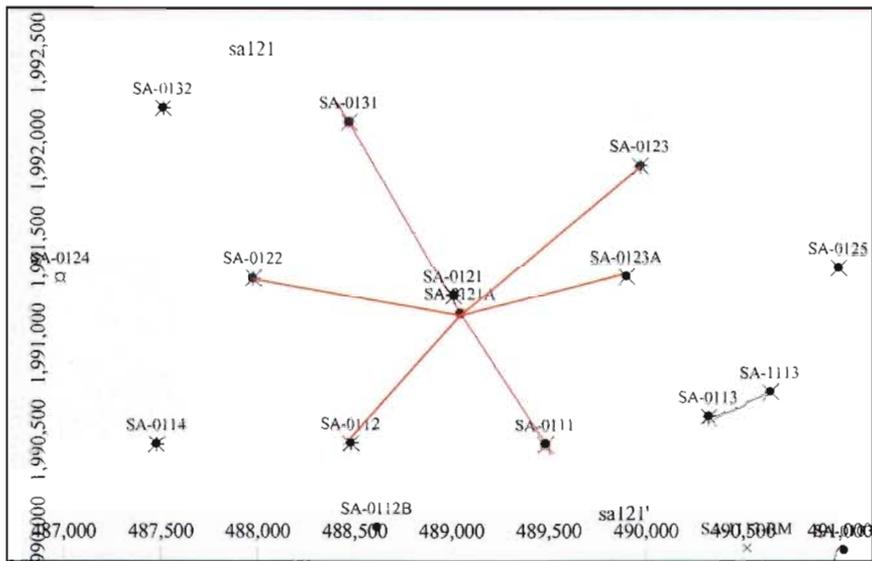


Figura V.5 Distancia entre el pozo Samaria 121-A y los pozos vecinos

V.5.4 Construcción y Dimensiones de la Malla en las Direcciones Radial y Vertical (r-z)

Como se mencionó, la dimensión del modelo en la dirección radial es de 500 metros. Se empleó una malla de nodos distribuidos, que consistió de 10 celdas de tamaño no uniforme definido como sigue: $r_1 = r_w$, $r_{i+1} = \alpha r_i$, $r_{10} = r_e$ y $\alpha = (r_e/r_w)^{1/(i-1)}$, donde $r_1 = 0.25$ pies, $r_{drene} = 1640$ pies (500 m) y $\alpha = 2.5095$. En la solución numérica de problemas de flujo radial es necesario emplear mallas logarítmicas con tamaños de celda no uniforme creciente conforme la distancia radial aumenta³⁴, con este espaciamiento es posible representar adecuadamente el carácter convergente del flujo hacia el pozo.

El espesor bruto de la formación es 480 m, de los cuales, 241 m corresponden al KS, 161 m al KM y el resto al KI. El número de capas o celdas total en la dirección z fue igual a 126, las primeras 63 capas representan a la matriz y las restantes a la fractura, distribuidas de la siguiente forma: de la 1 a la 44 y de la 64 a la 107 representan la formación KS, de la 45 a 61 y de la 108 a la 124 al KM y de la 62 a la 63 y 125 a la 126 al KI. El motivo por el cual se empleó un número mayor de celdas en las formaciones KS y KM fue que sólo en éstas se tienen intervalos productores.

La Figuras V.6 muestra la malla resultante en la dirección r-z y en la dirección r- θ respectivamente. Las dimensiones de esta malla fueron (r, θ ,z) 10x1x126, por lo tanto se contó en total con 1260 bloques o celdas.

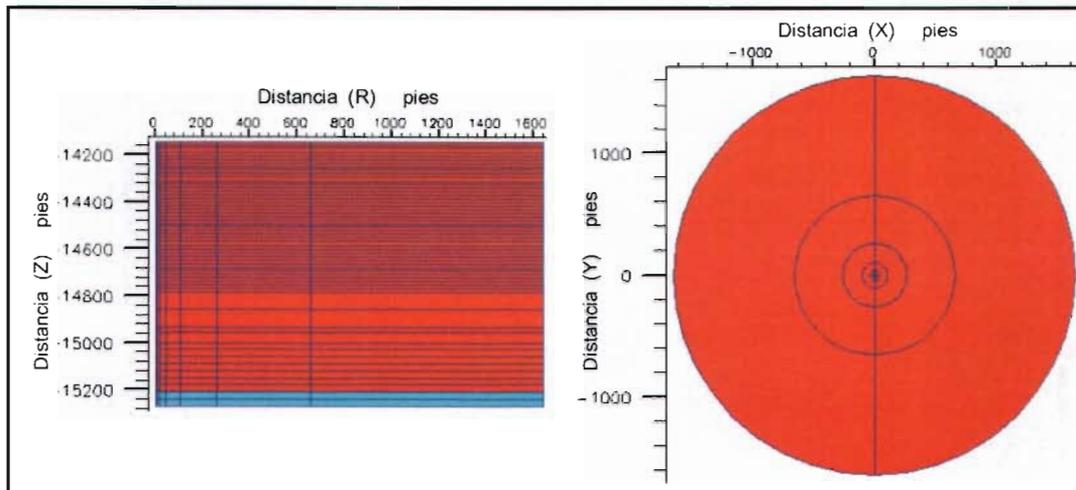


Figura V.6 Modelo radial del Pozo Samaria 121-A

V.5.5 Archivo de Datos del Simulador Eclipse 300

Para realizar una corrida en el Simulador Eclipse 300 es necesario crear un archivo de datos³³. Este archivo, que lleva la extensión DATA, está dividido en secciones las cuales son identificadas por un comando. Las secciones del archivo de datos son:

RUNSPEC

Esta sección es la primera del archivo de datos y contiene el Título de la corrida, las fases que se encuentran presentes, varios datos de dimensión (número de bloques, pozos, tablas, etc), el número de componentes, tipo de solución, la fecha de inicio de la simulación, el sistema de unidades, entre otros.

GRID

Se especifica la geometría básica de la malla empleada para describir la estructura del yacimiento y las propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad absoluta, espesor bruto y neto, etc) en cada celda de la malla. A partir de esta información, el programa calcula el volumen poroso en cada celda, las profundidades en el punto medio de la celda y las transmisibilidades entre celdas.

EDIT

En esta parte del archivo se llevan a cabo las modificaciones necesarias para calibrar el volumen poroso, la profundidad de los bloques de la malla y transmisibilidades en la dirección que se desee. Esta sección es opcional.

PROPS

En esta sección se especifican las tablas con las propiedades de la roca y de los fluidos presentes en el yacimiento como función de la presión de los fluidos, saturaciones y

composiciones (densidad, viscosidad, permeabilidad relativa, presión capilar, etc). Además, aquí se especifica la ecuación de estado que describirá la composición de los fluidos durante la corrida.

REGIONS

En esta parte del archivo se divide a la malla en regiones para el cálculo de: Propiedades PVT (Densidades, Viscosidades del Fluido y Factores de volumen), Propiedades de Saturación (Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares), Condiciones Iniciales (Saturaciones y Presiones de Equilibrio) y Volumen de Fluidos (Volumen de Fluido en definida Región -Fluid in Place- y Volumen de Flujo entre Regiones).

SOLUTION

En esta sección se especifican las condiciones iniciales en el yacimiento, es decir se definen las posiciones de los contactos agua-aceite y gas-aceite, la profundidad y presión de referencia para determinar un equilibrio potencial. Por otra parte, como fue mencionado, se tiene la ventaja que se puede continuar una corrida a partir de una corrida anterior, y es aquí donde se define la lectura del archivo que se empleará para realizar un reinicio de la corrida.

SUMMARY

En esta unidad del archivo, el usuario especifica los datos que desea que se escriban en el archivo de resultados de salida para cada periodo de tiempo, por ejemplo: el ritmo de producción de aceite, gas o agua, sus acumuladas, la fracción mole de las fases de gas y/o aceite, la presión de fondo del pozo, etc.

SCHEDULE

En esta sección se especifican las operaciones que serán simuladas, es decir se define el cierre y apertura de los intervalos productores y/o inyectores, localización de los pozos en la malla, etc., además de comandos que permiten controlar la producción e inyección, y los periodos de tiempo en que se desea que los reportes de resultados se generen.

El apéndice B presenta el archivo de datos de una de las corridas que se presentan en el capítulo siguiente.

CAPÍTULO VI. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

VI.1 Simulación de las Pruebas de Laboratorio y Resultados obtenidos con el Simulador PVTi y Eclipse 300

Con el simulador PVTi se realizaron los procesos que se mencionan a continuación:

Cálculo de la presión de saturación

Simulación de una expansión a composición constante (CCE) o separación flash

Simulación de una separación diferencial a volumen constante

Cálculo de la envolvente de fases

La presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos, a una temperatura de 284°F (140°C), reportada por el laboratorio³¹ para el aceite del campo Samaria, fue de 4315 psig (303 kg/cm²); con el simulador PVTi se obtuvo 4316.57 psig. La diferencia entre la presión de saturación medida y calculada es de 1.57 psig, es decir, un error del 0.03%

La Tabla VI.1 presenta el archivo de salida que ofrece el simulador PVTi con los resultados de la presión de saturación calculada y observada. La fracción mole del componente "m" en la fase aceite (X), es tomada de datos de laboratorio. La fracción mole del componente "m" en la fase gas (Y) es calculada con el simulador PVTi. En los análisis PVT cuando los laboratorios miden la presión de saturación no miden la composición de la burbuja de gas, por lo que estos resultados no se pueden comparar con datos experimentales.

En el laboratorio³¹, el comportamiento volumétrico de un proceso de expansión a composición constante, se realizó en 24 etapas de presión y a temperatura del yacimiento. Las etapas o presiones de separación son las mismas empleadas en el análisis PVT. Dentro de estas presiones, la etapa nueve es la presión de saturación. Los resultados de la expansión a composición constante, calculados por el simulador se presentan en la Tabla VI.2.

En la primera columna de la Tabla VI.2 se muestran las diferentes etapas de presión empleadas. En la columna (2) se presenta el volumen relativo calculado por el simulador PVTi, como el cociente del volumen de la muestra de la etapa, entre el volumen que ocupa a la presión de burbuja. La columna (3) muestra el volumen relativo obtenido por el laboratorio. En las columnas (4) y (5) se calculan las densidades del aceite y gas de la etapa, gr/cm³; se observa que a partir de la presión de saturación, la densidad del aceite aumenta al bajar la presión. En la columna (6) se calcula el factor Z para la fase vapor.

Tabla VI.1 Cálculo de la presión de saturación

Expt 1 PSAT : Saturation Pressure Calculation					
Peng-Robinson		on ZI		with PR corr.	
Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation					
Specified temperature	Deg F	284.0000			
Calculated bubble point pressure	PSIG	4316.5738			
Observed bubble point pressure	PSIG	4315.0000			

Fluid properties		Liquid	Vapour		
		Calculated	Calculated		

Mole Weight		84.7826	25.1319		
Z-factor		1.2140	1.2140		
Viscosity		0.1084	0.0286		
Density	GM/CC	0.6071	0.2330		
Molar Vol	CC/GM-ML	139.6451	107.8616		

Molar Distributions	Total, Z	Liquid, X	Vapour, Y	K-Values	
Components					
Mnemonic	Number	Measured	Calculated	Calculated	Calculated

H2S	1	0.9500	0.9500	0.8602	0.9054
CO2	2	1.7100	1.7100	2.1025	1.2295
N2	3	0.5400	0.5400	1.1248	2.0830
C1	4	46.7300	46.7300	74.9744	1.6044
C2	5	8.5000	8.5000	8.9550	1.0535
C3	6	5.5900	5.5900	4.6458	0.8311
IC4	7	0.9800	0.9800	0.6770	0.6908
NC4	8	2.7700	2.7700	1.7543	0.6333
ICS	9	1.1600	1.1600	0.6244	0.5383
NC5	10	1.8000	1.8000	0.9195	0.5108
C6	11	2.3200	2.3200	0.9303	0.4010
C7	12	1.3100	1.3100	0.4136	0.3157
C8	13	2.5100	2.5100	0.6678	0.2661
C9	14	2.4700	2.4700	0.5438	0.2202
C10	15	2.1900	2.1900	0.4081	0.1863
C11+	16	18.4700	18.4700	0.3985	0.0216

Composition Total		100.0000	100.0000	100.0000	

En la columna (7) se incluye la relación de líquido una vez que se encuentra por debajo de la presión de saturación y se define como el cociente del volumen de aceite obtenido en la etapa de presión entre el volumen de aceite a la presión de saturación. Esta columna nos indica las condiciones de encogimiento del aceite.

Las viscosidades de la fase líquida se calculan en la columna (8) y de la fase vapor en la (9), las unidades son centipoise. Así mismo, los pesos moleculares de ambas fases se presentan en las columnas (10) y (11) respectivamente.

Finalmente, se simuló el comportamiento volumétrico de un proceso diferencial a volumen constante (agotamiento a volumen constante), efectuado en 15 etapas a temperatura del yacimiento, tal y como fue realizado en el laboratorio³¹ con apoyo del simulador PVTi.

Tabla VI.2 Resultados del experimento expansión a composición constante (CCE)

Expt. 2 CCE - Constant Composition Expansion											
Peng-Robinson		on ZI		with PR corr.							
Lohrenz-Gray-Clark Viscosity Correlation											
Viscosity units are		CP/CSB									
Density units are		GM/CC									
Specified temperature		Deg F		784.0000							
Pressure PSIG	Insert Point	Rel Volume	Rel Volume	Liq Density	Vap Density	Vap Z-Fac	Liq Sat	Liq Visc	Vap Visc	Liq Mole Wt	Vap Mole Wt
		Calculated	Observed	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
6500.000		0.9573	0.9596	0.6342			1.0000	0.1282		84.7826	
6000.000		0.9654	0.9669	0.6389			1.0000	0.1238		84.7826	
5504.000		0.9743	0.9752	0.6731			1.0000	0.1194		84.7826	
4996.000		0.9844	0.9847	0.6167			1.0000	0.1148		84.7826	
4700.000		0.9909	0.9909	0.6127			1.0000	0.1170		84.7826	
4500.000		0.9955	0.9954	0.6098			1.0000	0.1101		84.7826	
4401.000		0.9979	0.9979	0.6084			1.0000	0.1092		84.7826	
4342.000		0.9994	0.9993	0.6075			1.0000	0.1086		84.7826	
4316.573	Peak	1.0000		0.6071	0.2310	0.9377	1.0000	0.1084	0.0286	84.7826	25.1119
4315.000		1.0001	1.0000	0.6072	0.2329	0.9376	0.9998	0.1084	0.0286	84.8073	25.1298
4298.000		1.0014	1.0014	0.6077	0.2320	0.9367	0.9977	0.1086	0.0285	85.0744	25.1077
4238.000		1.0062	1.0053	0.6094	0.2293	0.9335	0.9702	0.1093	0.0282	86.0225	25.0311
4183.000		1.0106	1.0092	0.6110	0.2260	0.9307	0.9836	0.1099	0.0279	86.8992	24.9629
4130.000		1.0153	1.0132	0.6126	0.2232	0.9280	0.9774	0.1105	0.0276	87.7510	24.8993
3995.000		1.0282	1.0250	0.6167	0.2156	0.9211	0.9611	0.1121	0.0268	90.1183	24.7336
3910.000		1.0454	1.0408	0.6216	0.2064	0.9133	0.9426	0.1141	0.0258	93.0524	24.5604
3502.000		1.0813	1.0743	0.6300	0.1901	0.9013	0.9129	0.1175	0.0242	98.4452	24.2696
3008.000		1.1584	1.1488	0.6431	0.1636	0.8871	0.8709	0.1231	0.0217	107.8209	23.9225
2503.000		1.2770	1.2670	0.6563	0.1361	0.8797	0.8329	0.1287	0.0195	118.5920	23.6978
2005.000		1.4664	1.4580	0.6694	0.1083	0.8803	0.7984	0.1342	0.0177	130.8333	23.6233
1601.000		1.7212	1.7160	0.6807	0.0867	0.8871	0.7713	0.1385	0.0164	142.3886	23.7053
1268.000		2.0744	2.0737	0.6898	0.0686	0.8980	0.7483	0.1420	0.0156	153.6860	23.9173
983.000		2.5843	2.5815	0.6985	0.0533	0.9108	0.7273	0.1446	0.0149	165.0642	24.2504
740.000		3.3579	3.3474	0.7067	0.0405	0.9247	0.7075	0.1465	0.0145	176.7280	24.7421
583.000		4.2042	4.1797	0.7125	0.0323	0.9354	0.6928	0.1473	0.0142	186.7474	25.2127

La Tabla VI.3 muestra los resultados correspondientes a este experimento. La columna (1) presenta las presiones en cada etapa. La relación gas-aceite se presenta en la columna (2) y se define como el cociente del volumen de gas medido a condiciones estándar entre el volumen de aceite a condiciones de estándar, en mpc/bl. La columna (3) muestra el volumen relativo del aceite observado en laboratorio, que se calculó como el cociente del volumen de aceite a condiciones de presión de la etapa entre el volumen de aceite a condiciones estándar. Para estas últimas condiciones se considera como la unidad y la columna (4) presenta el volumen relativo del aceite calculado con el simulador.

La columna (5) muestra la densidad relativa del gas que se libera y la columna (6) presenta el valor calculado de la tensión interfacial cuyas unidades son dinas/cm.

La columna (7) incluye el valor del factor de volumen del gas, que se define como el cociente del volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura de la etapa, entre el volumen de la misma masa de gas pero medido a condiciones estándar, en unidades de bl a cy/mpc a cs.

Tabla VI.3 Resultados del experimento separación diferencial

Expt 3 DL : Differential Liberation								
Peng-Robinson		on ZI		with PR corr.				
Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation								
Surface Tension units are		DYNES/CM						
Gas-Oil Ratio units are		MSCF/STB						
Gas FVF units are		RB/MSCF						
Oil Relative Volume units are		BBL/STB						
Specified temperature		Deg F		284.0000				
Relative Oil Saturated Volume (Bo(Psub))		1.8250						
Pressure PSIG	Inserted Point	GOR		Oil RelVol		Gas Grav	Surf Tension	Gas FVF
		Calculated	Observed	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
4316.573 - Psat		1.3268		1.8250		0.8675	0.5505	0.8109
4315.000		1.3261	1.8760	1.8246		0.8674	0.5514	0.8112
4293.000		1.3161	1.7790	1.8196		0.8665	0.5645	0.8143
4238.000		1.2915	1.7280	1.8072		0.8640	0.5980	0.8222
4183.000		1.2674	1.6980	1.7950		0.8617	0.6331	0.8305
4130.000		1.2446	1.6810	1.7836		0.8595	0.6684	0.8387
3985.000		1.1847	1.6470	1.7536		0.8538	0.7731	0.8626
3900.000		1.1510	1.6320	1.7367		0.8507	0.8402	0.8776
3400.000		0.9712	1.5420	1.6476		0.8352	1.3165	0.9847
2900.000		0.8161	1.4770	1.5709		0.8247	2.0471	1.1365
2400.000		0.6796	1.4200	1.5033		0.8198	3.0355	1.3615
1900.000		0.5571	1.3730	1.4422		0.8224	4.3669	1.7186
1400.000		0.4450	1.3260	1.3853		0.8379	6.0981	2.3490
900.000		0.3393	1.2890	1.3299		0.8819	8.2768	3.7023
500.000		0.2545	1.2650	1.2826		0.9808	10.3860	6.7236
0.000 @ Tres			1.1030	1.0588		2.1304	14.3785	251.8270
0.000 @ Tstd			1.0000	1.0000				178.1076

La Figura VI.1 muestra dos gráficas donde se comparan los datos reportados por el laboratorio y los obtenidos con el simulador PVTi, para los experimentos de Expansión a Composición Constante (CCE) y de Separación Diferencial (DL). Se observa que los resultados para la CCE, son relativamente iguales entre los reportados por el laboratorio y los calculados con el Simulador. Por lo que respecta al experimento de DL, los datos que se obtuvieron con el simulador estuvieron dentro de un rango aceptable de aproximación.

La Tabla VI.4 presenta los parámetros empleados para el ajuste de la ecuación de estado Peng Robinson.

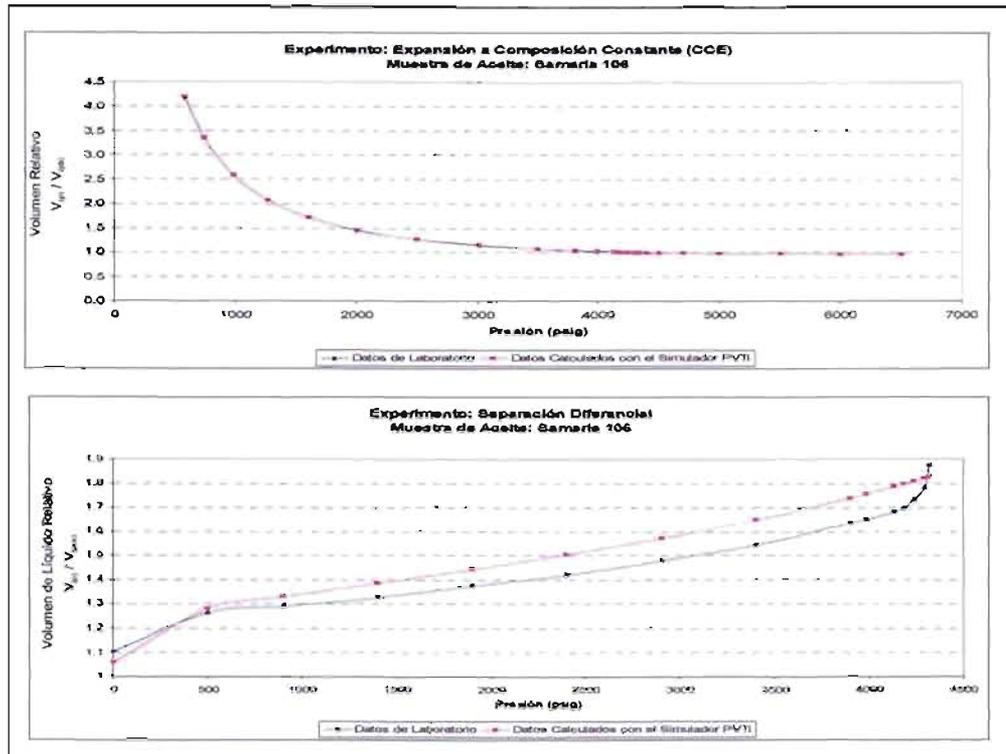


Figura VI.1 Comparación de los datos obtenidos en laboratorio con los calculados con el simulador PVT1

Tabla VI.4 Parámetros utilizados en la ecuación de estado empleada

Ecuación de Estado empleada: Peng-Robinson

Parámetros de la Ecuación de Estado:

Componente	Peso Molecular	ω_a	ω_b	$T_{crítica}$ (°R)	$P_{crítica}$ (psia)	$V_{crítico}$ (ft ³ /lb-mole)	$Z_{crítico}$	Factor Acéntrico
H2S	34.08	0.46	0.08	672.48	1296.18	1.57	0.28	0.10
CO2	44.01	0.46	0.08	548.46	1071.33	1.51	0.27	0.23
N2	28.01	0.46	0.08	227.16	492.31	1.44	0.29	0.04
C1	16.04	0.46	0.08	343.08	667.78	1.57	0.28	0.01
C2	30.07	0.46	0.08	549.77	708.34	2.37	0.28	0.10
C3	44.10	0.46	0.08	665.64	615.76	3.20	0.28	0.15
IC4	58.12	0.46	0.08	734.58	529.05	4.21	0.28	0.18
NC4	58.12	0.46	0.08	765.36	550.66	4.08	0.27	0.20
IC5	72.15	0.46	0.08	828.72	491.58	4.93	0.27	0.23
NC5	72.15	0.46	0.08	845.28	488.79	4.98	0.27	0.25
C6	86.18	0.46	0.08	913.50	436.62	5.62	0.25	0.30
C7	96.00	0.46	0.08	986.40	426.18	6.28	0.25	0.30
C8	107.00	0.46	0.08	1035.00	417.66	6.94	0.26	0.31
C9	121.00	0.46	0.08	1085.40	381.51	7.75	0.25	0.35
C10	134.00	0.46	0.08	1126.80	350.94	8.55	0.25	0.39
C11+	297.00	0.46	0.08	1405.90	207.64	15.31	0.21	0.95

VI.2 Comportamiento de Fases de la Mezcla de Aceite del Campo Samaria y Bióxido de Carbono

Con el empleo del simulador PVTi se estudió el comportamiento de fases de las mezclas del aceite del campo Samaria y bióxido de carbono. Además, se simuló un experimento de Tubo Delgado para determinar la presión mínima de miscibilidad con el programa Eclipse 300.

Utilizando el simulador PVTi y los datos calculados de la caracterización del fluido del pozo Samaria 106, se simuló la mezcla del fluido del yacimiento (zl) con bióxido de carbono (CO₂) para obtener una nueva mezcla de hidrocarburos (zlCO₂), con una determinada fracción molar de bióxido de carbono. Las fracciones molares de bióxido de carbono de las nuevas mezclas obtenidas son 0.10, 0.20, 0.30, 0.40 y 0.50.

Por ejemplo, la mezcla denominada zlCO₂=50, indica que la fracción molar de bióxido de carbono en la mezcla resultante es de 0.50 y el resto lo constituyen los diferentes compuestos, metano, etano, etc. La mezcla nombrada zlCO₂=1.71, indica que la fracción molar de bióxido de carbono en la mezcla es 0.0171 y el resto lo constituyen los diferentes compuestos, metano, etano, etc., es decir, este número se refiere a la mezcla original.

Una vez que se generaron mezclas de hidrocarburos con diferente fracción molar de bióxido de carbono, zlCO₂=50, zlCO₂=40, zlCO₂=30, zlCO₂=20 y zlCO₂=10, se estudio el comportamiento de su viscosidad. Se observó que la viscosidad de estas mezclas disminuyó con respecto a la mezcla original (zlCO₂=1.71), siempre que la mezcla se encontró por arriba de su presión de saturación. Esta disminución en la viscosidad de la mezcla fue mayor conforme se incrementó la fracción molar de bióxido de carbono. Por el contrario, cuando la mezcla de hidrocarburos entró en la región de dos fases, la viscosidad del aceite creció conforme aumentó la fracción molar de bióxido de carbono en la mezcla. Lo expresado anteriormente se muestra en la Figura VI.2.

Las razones que explican este comportamiento de la viscosidad son: cuando el aceite se encuentra en una sola fase, el bióxido de carbono se incorporó totalmente en la fase líquida, generando un hinchamiento y por ende una reducción de la viscosidad del fluido. Cuando la presión del aceite disminuyó por abajo de la presión de saturación se produjo la vaporización de ciertos componentes del aceite, haciendo que el aceite fuera más pesado, e incrementó consecuentemente su viscosidad.

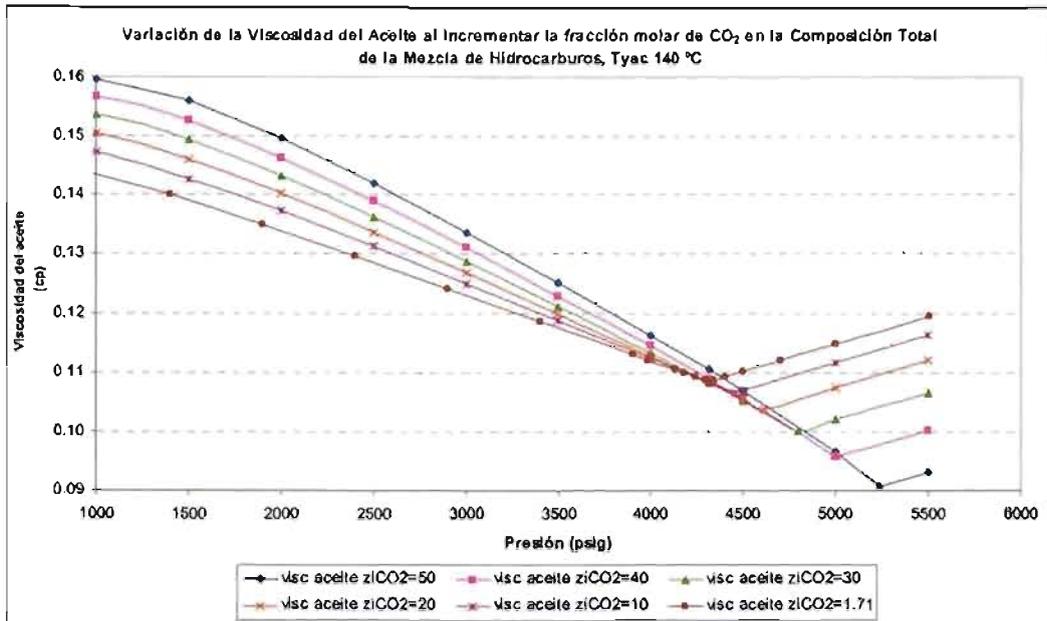


Figura VI.2 Comportamiento de la viscosidad del aceite de las mezclas con diferente concentración de bióxido de carbono

Con el fin de seguir investigando el comportamiento del aceite cuando se pone en contacto con el bióxido de carbono, se modeló un experimento con ayuda del simulador composicional Eclipse 300. El trabajo de simulación consistió en considerar una celda rectangular de laboratorio cuyas dimensiones x-y fueron de 5 cm por cada lado de la base y, una altura z de 10 cm. En la dirección vertical se realizó un mallado cada 0.1 cm.

El objetivo que se tuvo en este experimento fue simular la difusión libre entre el bióxido de carbono y la mezcla de hidrocarburos, para conocer el impacto de este proceso en la viscosidad del aceite. El apéndice C presenta una descripción de las ecuaciones que emplea el simulador Eclipse 300 para el cálculo de la difusión.

Al tiempo cero, la celda de volumen constante se encuentra a una presión uniforme y a la temperatura del yacimiento constante y, saturado con dos sistemas de fluidos diferentes: aceite del campo Samaria y bióxido de carbono. El primero ocupa la mitad inferior de la celda (h1) y el segundo la superior, como se muestra en la Figura VI.3. En esta Figura, el aceite se encuentra en una sola fase por encontrarse a una presión superior a la presión de saturación; en el caso de ser un aceite saturado, la mitad de la celda estará ocupada por: aceite y su gas disuelto liberado.

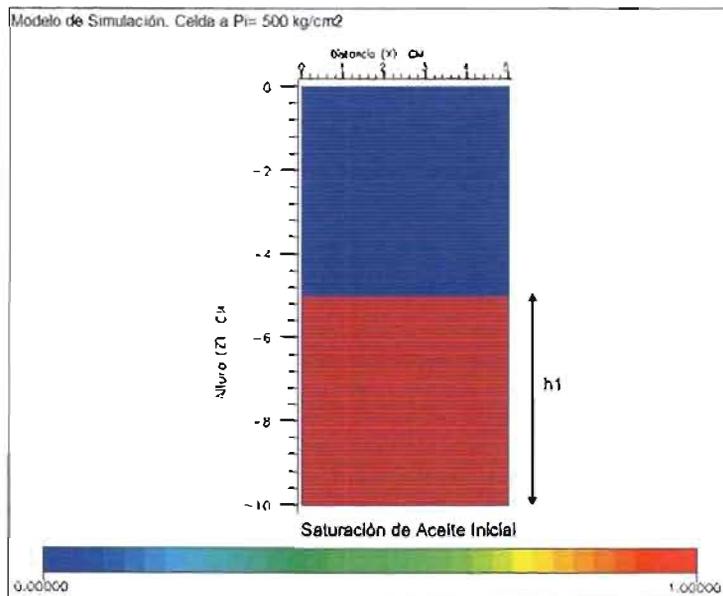


Figura VI.3 Modelo de simulación de una celda conteniendo bióxido de carbono y una mezcla de hidrocarburos a una presión mayor a la de saturación.

Inmediatamente después que se inicie la corrida de simulación, se presentarán dos procesos de transporte: las moléculas del líquido se difunden en la zona de gas y las de gas en el líquido. Ambos procesos actúan hasta que se alcanza el equilibrio termodinámico.

Experimento 1:

Se definió al tiempo $t=0$, una presión uniforme dentro de la celda igual a 500 kg/cm^2 , que resultaba ser mayor que la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos (303 kg/cm^2). La temperatura se consideró constante e igual a la del yacimiento ($140 \text{ }^\circ\text{C}$). El valor inicial de la viscosidad del aceite que se encontraba dentro de la celda era constante e igual a 0.14 cp .

Se inició la corrida de simulación y se observó un incremento en el volumen (hinchamiento) de la fase líquida conforme transcurrió el tiempo, debido a la solución del bióxido de carbono en el aceite. El volumen de aceite varió en forma ascendente hasta alcanzar, en aproximadamente 300 hr , una altura que se mantuvo fija hasta el final de la corrida (h_2). La Figura VI.4 muestra las saturaciones de aceite inicial y final dentro de la celda.

La Figura VI.5 presenta los cambios en la viscosidad del aceite conforme transcurrió el tiempo de simulación. En la Figura VI.5.a) puede apreciarse que el valor de la viscosidad asociada al volumen original de aceite es uniforme a lo largo de la altura h_1 . En la Figura VI.5.b) se muestra gráficamente el comportamiento de la viscosidad a diferentes tiempos de

simulación ($t =$ horas). Se observa que a tiempos pequeños, se presentó una disminución en la viscosidad del aceite que se encontraba en la vecindad de la interfase aceite-CO₂, debido a la solución del bióxido de carbono. Al transcurrir aproximadamente 2500 horas se alcanzó el equilibrio termodinámico deteniéndose el proceso de difusión libre. Al final de la corrida se observa que el valor de la viscosidad del aceite fue uniforme e igual a 0.11 cp, Figura VI.5.c).

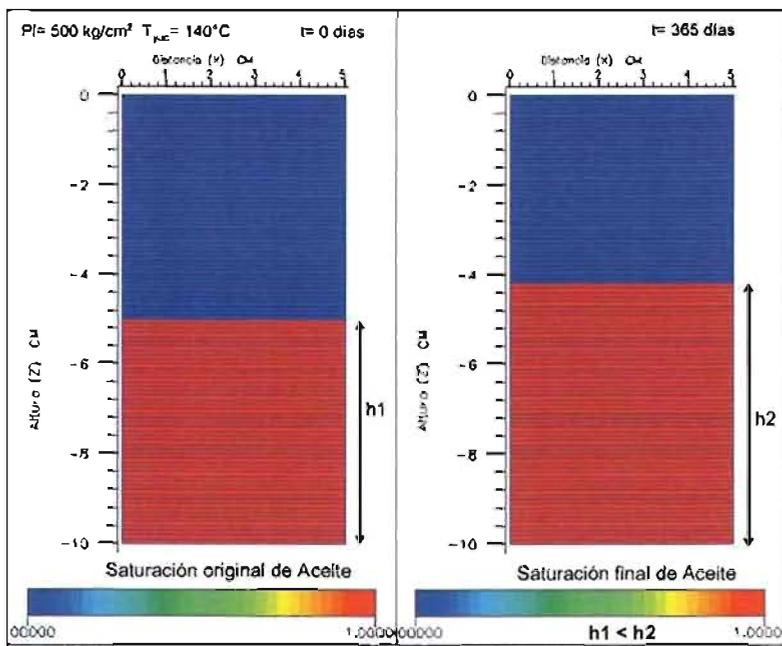


Figura VI.4 Variación de la saturación de aceite en el modelo de simulación de una celda. Presión inicial 500 kg/cm²

Referente a los cambios de presión en la celda, se observó una ligera caída de presión conforme pasó el tiempo. Al término de la corrida, la presión en la celda era uniforme e igual a 495 kg/cm², esta disminución de presión en la celda se debió a que parte del bióxido de carbono que inicialmente se encontraba libre en fase gaseosa se incorporó al aceite. La Figura VI.6 muestra las presiones inicial y final de la celda.

Por último, la Figura VI.7 muestra la distribución de la concentración de bióxido de carbono en las fases aceite y gas dentro de la celda a diferentes tiempos. En la Figura VI.7.a), se observa que la concentración de bióxido de carbono al $t = 0$, en las zonas de gas y aceite son uniformes e iguales a 1.0 y 0.0171, respectivamente. En la Figura VI.7.b), se muestran gráficamente los cambios en la concentración en las fases de gas y aceite a diferentes tiempos de simulación. Se observa que a tiempos pequeños, disminuyó la concentración de bióxido de carbono en la fase de gas en la vecindad de la interfase aceite-CO₂ y por el contrario, en la fase de aceite fue aumentando debido a la capacidad de solubilidad del bióxido de carbono en el aceite. Conforme avanza el tiempo se presenta una mayor

transferencia de masa y se detiene al alcanzar el equilibrio termodinámico, que en este caso resultó ser de 2500 horas. Se muestra en la Figura VI.7.c) que la concentración de bióxido de carbono en la zona de gas se redujo de 1.0 a 0.85 y, en la fase líquida se incrementó de 0.0171 a 0.52.

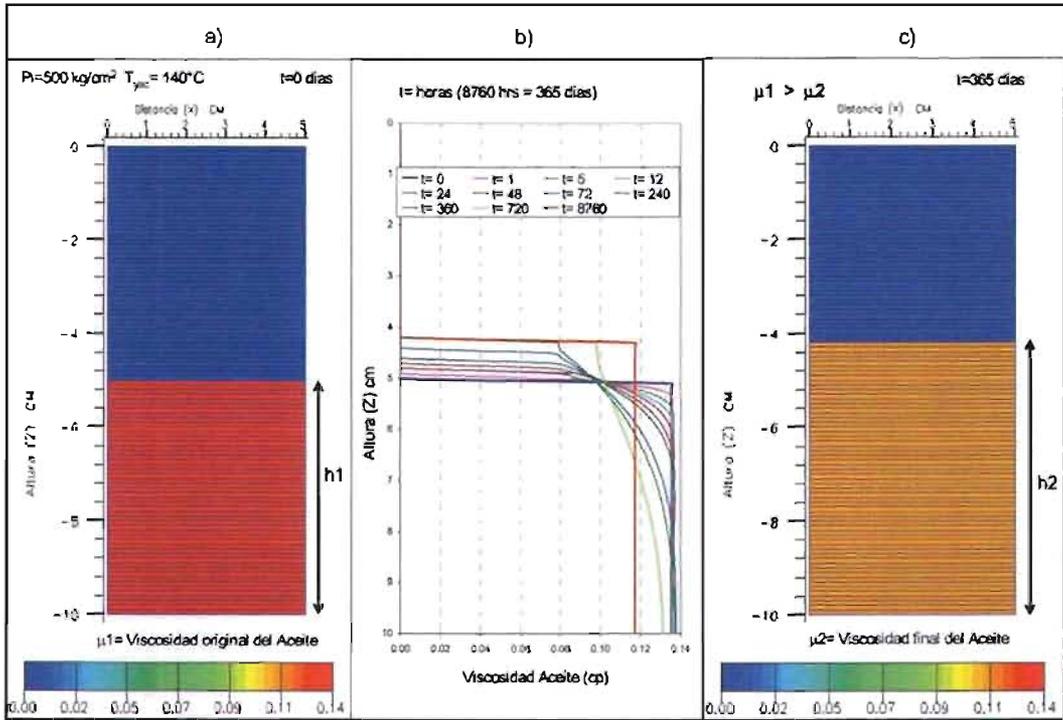


Figura VI.5 Variación de la Viscosidad del Aceite en el Modelo de Simulación de una Celda. Presión inicial 500 kg/cm^2

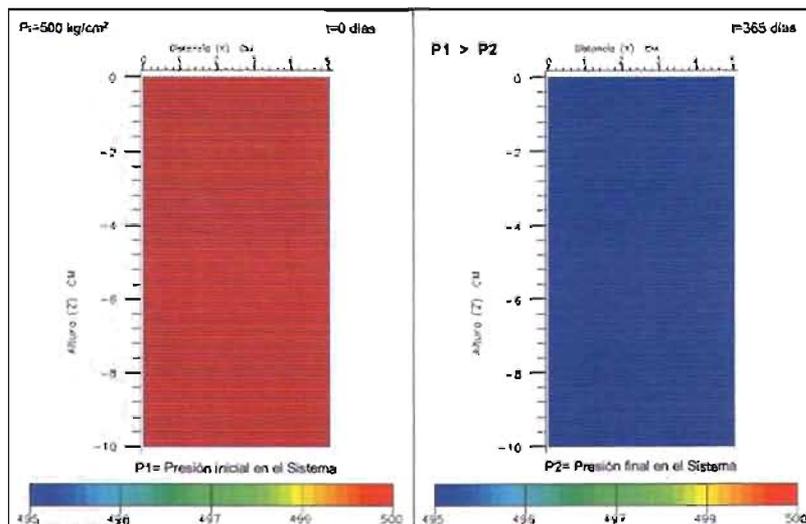


Figura VI.6 Variación de la presión en el modelo de simulación de una celda. Presión inicial 500 kg/cm^2

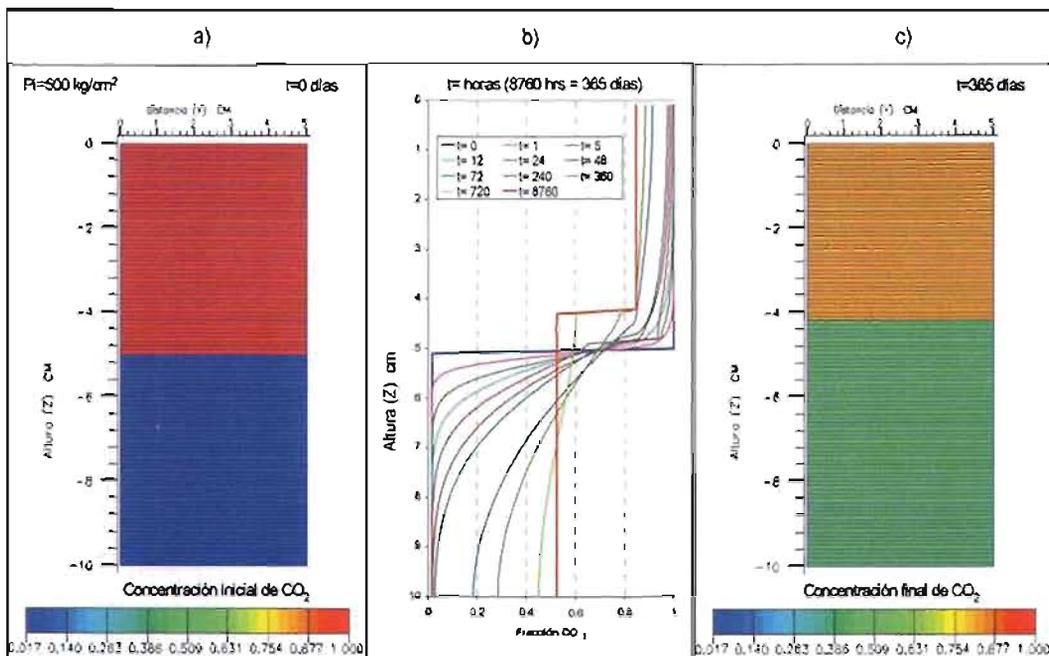


Figura VI.7 Variación de la concentración de bióxido de carbono en el modelo de simulación de una celda. Presión inicial 500 kg/cm^2

De este experimento, se concluye que la solución de bióxido de carbono, a una presión mayor a la de burbujeo, provocó una disminución en la viscosidad de este aceite en un 21.4%.

Experimento 2:

Se definió al tiempo $t=0$, una presión uniforme dentro de la celda, igual a 250 kg/cm^2 , menor que la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos (303 kg/cm^2). La temperatura se consideró constante e igual a la del yacimiento (140°C). Como se mencionó en su momento, la mitad superior de la celda se saturó con bióxido de carbono y la mitad inferior de la celda se saturó con aceite (h3) y un pequeño casquete de gas, originado por su gas disuelto liberado a dicha presión. El valor inicial de la viscosidad del aceite en la celda fue constante e igual a 0.115 cp.

Conforme progresó el tiempo de simulación, se observó un incremento en el volumen de la fase líquida, debido a la solución del bióxido de carbono en el aceite. El volumen de aceite varió en forma ascendente hasta alcanzar, a un tiempo de 360 hr una altura que se mantuvo fija hasta el final de la corrida (h4). La Figura VI.8 muestra las saturaciones de aceite inicial y final dentro de la celda.

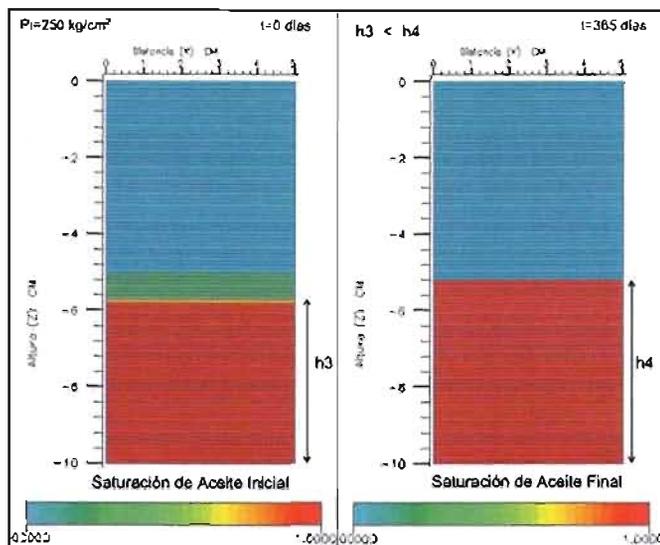


Figura VI.8 Variación de la saturación de aceite en el modelo de simulación de una celda. Presión inicial 250 kg/cm^2

La viscosidad inicial del aceite en la celda presentó un valor constante e igual a 0.115 cp . Al paso del tiempo de simulación, la viscosidad del aceite fue cambiando como se muestra en la Figura VI.9. En la Figura VI.9.a) puede apreciarse que la viscosidad del aceite original es constante a lo largo de la altura h_3 . En la Figura VI.9.b) se muestra gráficamente el comportamiento de la viscosidad a diferentes tiempos de simulación. Se observa que el valor se mantiene constante e incluso llega a ser ligeramente superior al valor inicial. Al transcurrir aproximadamente 4320 hr se alcanzó el equilibrio termodinámico. Al final de la corrida se observa que la viscosidad del aceite es uniforme e igual a 0.118 cp , Figura VI.9.c).

Se concluyó que la solución de bióxido de carbono no generó una disminución en la viscosidad del aceite.

Referente a los cambios de presión dentro de la celda, se observó lo siguiente: al inicio ($t=0$) se tiene una presión uniforme en el sistema de 250 kg/cm^2 . Conforme avanzó el tiempo se fue presentando una ligera caída de presión en la celda. Al término de la corrida, la presión en la celda era uniforme e igual a 248 kg/cm^2 , lo que indicó transferencia de masa entre el aceite y CO_2 . La Figura VI.10 muestra las presiones inicial y final de la celda.

Es importante señalar que el valor del coeficiente de difusión del bióxido de carbono que se empleó para simular ambos experimentos fue con base en datos de literatura³⁵

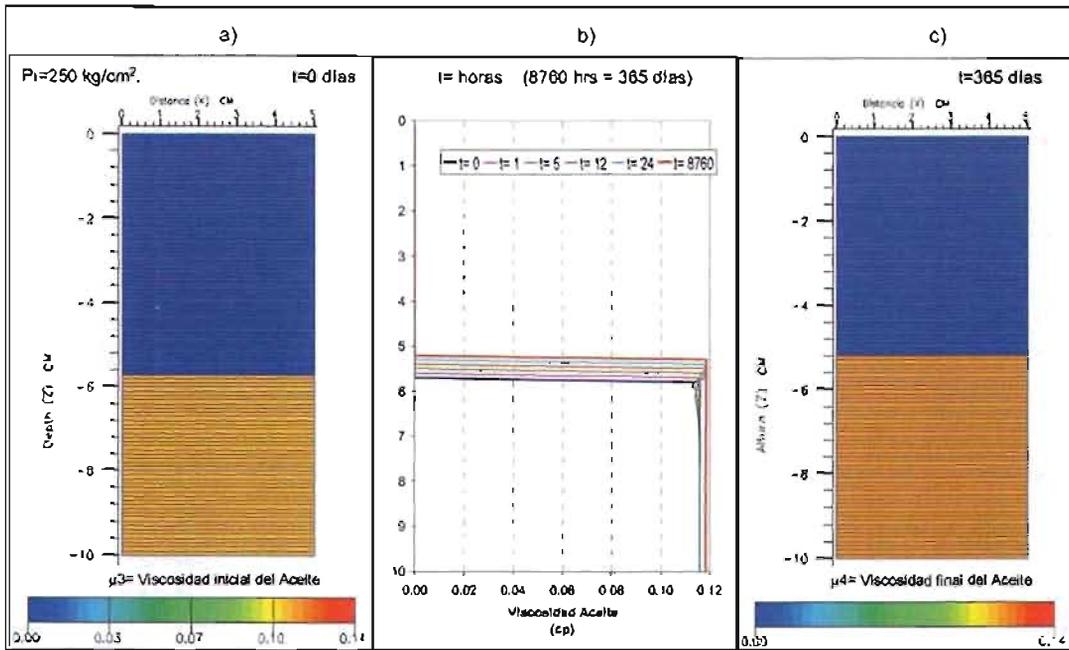


Figura VI.9 Variación de la Viscosidad del Aceite en el Modelo de Simulación de una Celda. Presión inicial 250 kg/cm^2

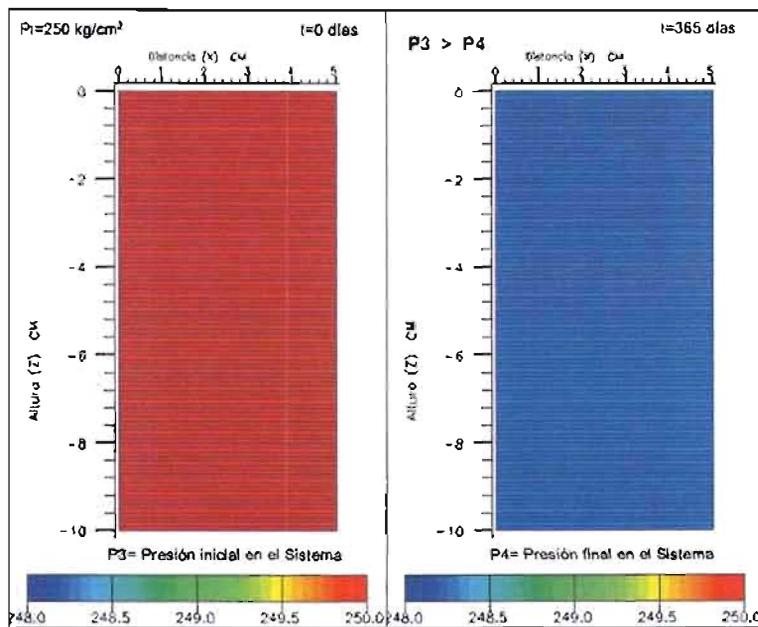


Figura VI.10 Variación de la presión en el modelo de simulación de una celda. Presión inicial 250 kg/cm^2

Por último, la Figura VI.11 muestra la distribución de la concentración de bióxido de carbono en las fases aceite y gas dentro de la celda a diferentes tiempos. En la Figura VI.11.a), se observa que las concentraciones de bióxido de carbono al $t = 0$, en las zonas de gas y aceite es uniforme e igual a 1.0 y 0.0163, respectivamente. Además, se muestran gráficamente los cambios en la concentración en las fases de gas y aceite a diferentes tiempos de simulación. Se observa que a tiempos pequeños, disminuyó la concentración de bióxido de carbono en la fase de gas en la vecindad de la interfase aceite- CO_2 y por el contrario, en la fase de aceite fue aumentando debido a la capacidad de solubilidad del bióxido de carbono en el aceite. Conforme avanza el tiempo se presenta una mayor transferencia de masa y se detiene al alcanzar el equilibrio termodinámico, que en este caso resultó ser de 4320 horas. Se muestra en la Figura VI.11.b) que la concentración de bióxido de carbono en la zona de gas se redujo de 1.0 a 0.71 y, en la fase líquida se incrementó de 0.0163 a 0.46.

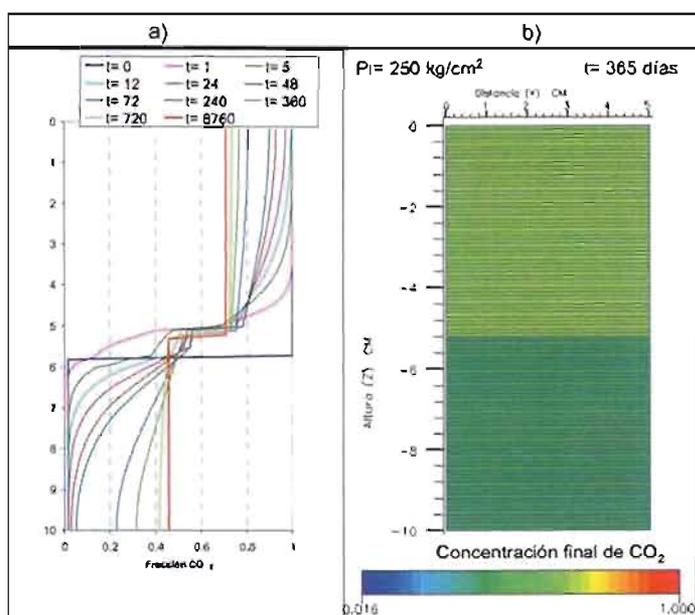


Figura VI.11 Variación de la concentración de bióxido de carbono en el modelo de simulación de una celda. Presión inicial 250 kg/cm^2

Del análisis de los resultados del efecto de difusión, se concluyó que aún presentándose el proceso de solución del bióxido de carbono en el aceite, no resultó en una disminución en el valor de la viscosidad del aceite.

Si se comparan los valores de concentración de bióxido de carbono en la fase de aceite, para los casos bajosaturado y saturado, se puede observar que es mayor para el caso bajosaturado. Esto indicó una mayor solubilidad del gas bióxido de carbono dentro del aceite. Además, se logró reducir la viscosidad del aceite bajosaturado en un 21.4 % con

respecto al valor original. Por otro lado, cuando el sistema se encuentra por debajo de la presión de saturación, el efecto del bióxido de carbono en la viscosidad del aceite no es el deseado, ya que al presentarse una mayor vaporización de componentes de la fase líquida, el resultado es un aceite más viscoso.

El Apéndice D presenta los resultados que se obtuvieron al simular, con Eclipse 300, el experimento desarrollado por Ricardo Islas Juárez³⁶ con el fin de determinar el coeficiente de difusión efectivo en medios porosos. La decisión de comparar los resultados de este estudio de difusión binaria de fluidos en medios porosos obtenidos con el simulador Eclipse 300 y los obtenidos en el trabajo de Ricardo Islas, surge con la idea de señalar que los resultados que se obtuvieron al simular el proceso de estimulación con bióxido de carbono en pozos del campo Samaria son aceptables.

VI.3 Estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad

Cuando se realiza un proceso de recuperación mejorada y se decide inyectar un fluido dentro del yacimiento, es necesario conocer la presión mínima de miscibilidad (PMM). Este concepto se explicó en el capítulo II. Si el objetivo principal de una estimulación con bióxido de carbono consiste en que la mayor parte del gas inyectado se incorpore al aceite residente en el yacimiento, con el fin de que la nueva mezcla tenga una menor viscosidad con respecto al aceite original, es importante conocer el valor de la presión necesaria que permita alcanzar la miscibilidad entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento.

VI.3.1 Estimación mediante el Simulador PVTi

Con el empleo del simulador PVTi, se simuló el procedimiento de laboratorio denominado desplazamiento en Tubo Delgado para evaluar la PMM, estimándose el valor de la presión mínima necesaria para que el bióxido de carbono fuese miscible al primer contacto con el aceite.

La información requerida por el simulador PVTi para calcular la presión de miscibilidad al primer contacto (FCMP) consiste de: la composición del fluido presente en el yacimiento (ZI), el gas de inyección (CO₂) y la temperatura del yacimiento (284 °F). El valor de la FCMP calculado por el simulador PVTi se presenta en la Tabla VI.5, y es de 5772.22 psig (392.6 kg/cm²).

Tabla VI.5 Cálculo de la presión de miscibilidad al primer contacto mediante el simulador PVTi

Expt PCMP1 : First Contact Miscibility Calculation		
Peng-Robinson	on ZI	with PR corr.
Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation		
Specified temperature	Deg F	284.0000
Injection gas	CO2	
First contact miscibility pressure	PSIG	5772.2222

VI.3.2 Estimación mediante la Simulación de un Desplazamiento en Tubo Delgado

Se elaboró un modelo de simulación que representara el procedimiento de laboratorio conocido como Desplazamiento en Tubo Delgado (Figura VI.12). Las características de la formación y de los fluidos que se emplearon para este modelo son las mismas que se tienen en el yacimiento Samaria. El modelo de simulación representa un tubo con diez metros de largo y 1 cm² de área transversal, empacado y saturado con roca y fluidos presentes en el yacimiento Samaria. Las dimensiones de la malla son 40x1x1 (x,y,z). La porosidad del empacamiento es de 6% y su permeabilidad 35 md. En un extremo del tubo se inyectó bióxido de carbono y por el otro extremo se produjo el aceite.

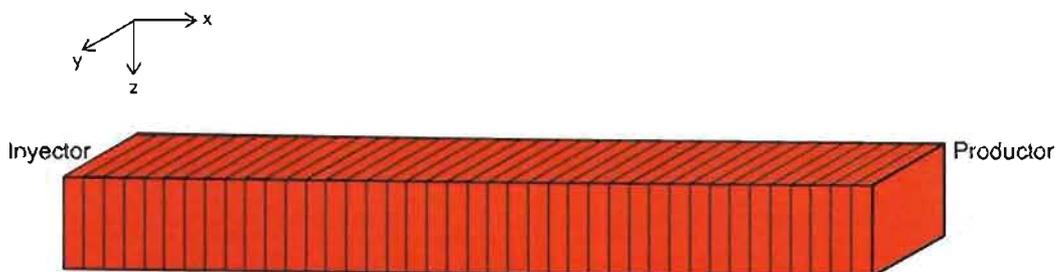


Figura VI.12 Modelo de simulación. Desplazamiento en tubo delgado

La temperatura inicial del tubo delgado es constante e igual a la temperatura del yacimiento (284 °F). Se inició la simulación que consistió en una serie de desplazamientos, mediante la inyección de un volumen de bióxido de carbono equivalente a 1.2 volúmenes porosos, midiéndose el factor de recuperación de aceite a diferentes presiones. Al graficarse la presión de inyección contra la recuperación de aceite, y al trazarse una línea recta por los puntos que tienen la misma tendencia, se obtuvieron dos pendientes bien definidas. En el punto donde se cortaron dichas líneas rectas se encontró la PMM. La Figura VI.13 muestra la gráfica generada con los puntos Presión de Inyección (Dato de entrada) y el Factor de

Recuperación de Aceite (obtenido con el Simulador). En la misma Figura, se observa el valor de la PMM necesaria para lograr un desplazamiento miscible al inyectarse bióxido de carbono en el yacimiento Samaria, el cual resultó ser 385 atm (397 kg/cm^2).

Al comparar los valores de PMM obtenidos con ambos simuladores, se observó que los resultados son muy similares. La presión promedio del campo Samaria es de 220 kg/cm^2 , por lo que lograr una presión de inyección en el fondo del pozo igual a 397 kg/cm^2 resultaría difícil en la práctica.

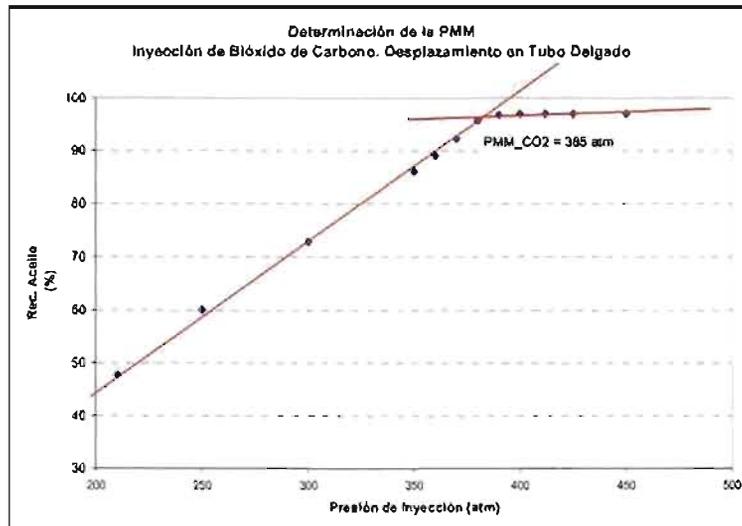


Figura VI.13 Cálculo de la PMM cuando se inyecta bióxido de carbono. Experimento tubo delgado.

VI.4 Análisis del Comportamiento Primario y Secundario del Pozo Samaria 121-A

El pozo Samaria 121-A se terminó en mayo de 1981 en la formación Cretácico Medio, KM, en el intervalo 4605-4574 mbnm. El pozo resultó productor de aceite y alcanzó una cuota máxima de aceite de 6205 bpd, con una densidad de 29 °API ($\gamma = 0.8816$), en mayo de 1981. La presión inicial expresada con respecto al nivel de referencia 4640 mvbnm resultó ser 285 kg/cm^2 (4050 psig), que corresponde a la parte media de la estructura. Se calculó una presión de saturación de 305 kg/cm^2 (4315 psig) a la temperatura del yacimiento de 140°C (284°F), lo cual indica que cuando inició su producción este pozo, el aceite ya se encontraba saturado. Es necesario señalar que la presión inicial del yacimiento en julio de 1973, era 531 kg/cm^2 .

Debido a los altos ritmos de extracción y a la presencia de fracturas, el intervalo disparado en KM se invadió de agua de formación, por lo que en diciembre de 1984 se decidió obturarlo. Un año más tarde se disparó la formación KS, en los intervalos: 4446-4450, 4462-4485 y 4487-4503 mbnm y es a partir de esa fecha que el pozo ha venido produciendo con una cuota de aceite, gas y agua casi constante.

La producción proveniente del KS está muy por debajo de la cuota de producción que se obtuvo del KM. El gasto inicial proveniente del KS fue de 435 bpd y actualmente es de 300 bpd. Las producciones acumulativas de aceite y gas, provenientes del KS, hasta diciembre del 2003 son de 1.79 mmbbls y 4.69 mmmmpc respectivamente.

La Figura VI.14 muestra las historias de producción y presión del pozo Samaria 121-A de las formaciones Cretácicos Medio y Superior, la historia de presión de fondo cerrado corresponde al área donde se encuentra ubicado este pozo.

Con el fin de aumentar la producción del pozo Samaria 121-A se ha intervenido en varias ocasiones. En noviembre de 1995 se redispararon los intervalos abiertos en KS, realizándose inmediatamente una estimulación ácida con resultados poco favorables. En mayo de 1996 se realizó nuevamente una estimulación ácida obteniéndose los mismos resultados que en la anterior. Finalmente en junio del 2003 se realizó la última intervención a este pozo, la cual consistió en una nueva estimulación ácida a los intervalos abiertos y como en los casos anteriores, no se presentó un incremento importante en la producción de aceite.

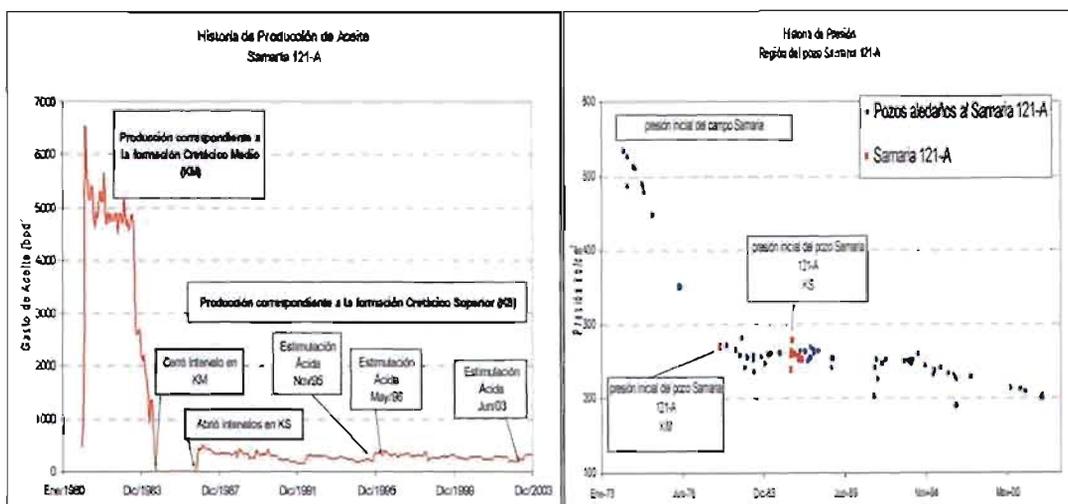


Figura VI.14 Historias de producción de aceite y presión del pozo Samaria 121-A³⁰

VI.5 Proceso de Ajuste de la Historia de Producción-Presión del Pozo Samaria 121-A

Los datos de producción y de presión con los que se contó para este ajuste terminan en diciembre del 2003. Se señala que el modelo de simulación es de doble porosidad.

La Figura VI.15 compara los resultados obtenidos con el Simulador Eclipse 300 y los datos históricos del pozo Samaria 121-A. Con base en los datos de la producción histórica de aceite se observa un ajuste satisfactorio. La producción de gas, presentó una mayor discrepancia entre los datos obtenidos con el simulador y los históricos.

Con respecto al comportamiento de la presión, se encontró que al comparar los resultados de la presión promedio del pozo, calculados por el simulador con los datos medidos de presión de fondo cerrado y fluyente había una discrepancia pequeña, por lo que se consideró un ajuste satisfactorio. En el caso del agua, no se presenta un buen ajuste, ya que la producción real es mayor que la calculada por el modelo.

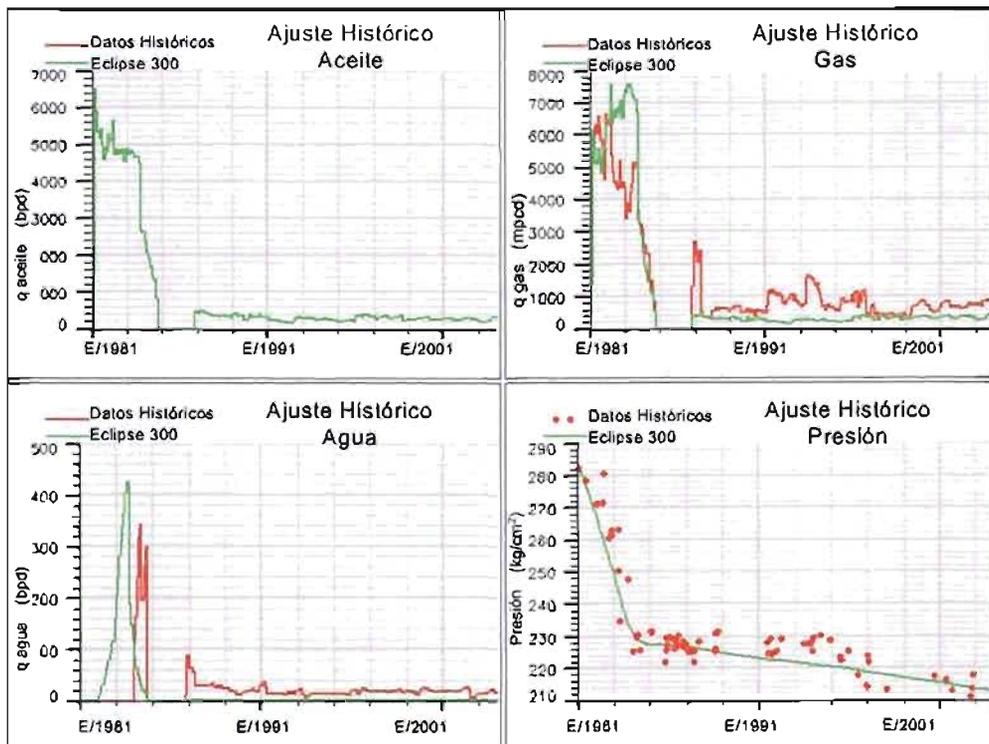


Figura VI.15 Ajuste histórico de la producción - presión del pozo Samaria 121-A

Al lograrse una calidad aceptable en el ajuste histórico, se procedió a ensayar dos escenarios de producción: el primero consistió en simular la declinación natural de la

producción del pozo (Caso Base), y el segundo serviría para conocer la respuesta del pozo Samaria 121-A a un proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono (Escenario 1). El horizonte de tiempo en ambas corridas de simulación fue de cuatro años. Con base en los resultados del segundo escenario de producción se definieron nuevas opciones a simular.

A continuación se presentan mayores detalles de la simulación de estos dos pronósticos y de sus resultados.

VI.6 Escenarios de Predicción de la Producción de Aceite al aplicarse un Proceso de Estimulación con Bióxido de Carbono

VI.6.1 Caso Base: Simulación del Comportamiento de Producción del Pozo Samaria 121-A por Agotamiento Natural

Después de ajustar la historia de producción del pozo Samaria 121-A, se realizó la predicción a cuatro años del comportamiento de declinación natural de la producción, a partir del primero de enero del 2004. La condición de frontera impuesta en el pozo fue producción a presión de fondo fluente constante. La Figura VI.16 muestra los resultados de la producción diaria y acumulada de aceite y, declinación de presión. Es necesario comentar que la presión actual del yacimiento con la que inició esta corrida de agotamiento natural, se encuentra por debajo de la presión de saturación.

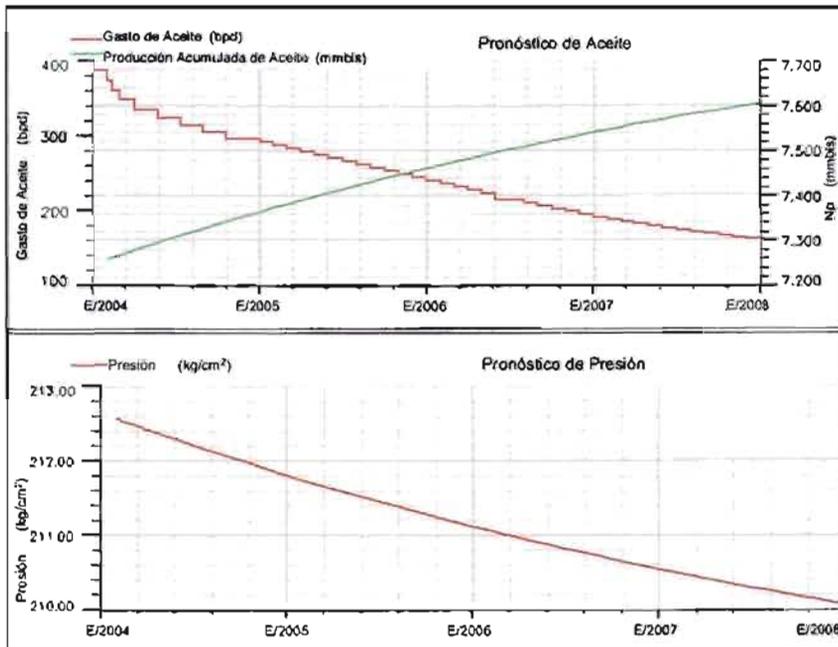


Figura VI.16 Caso Base. Producción diaria de aceite y declinación de la presión, pozo Samaria 121-A.

En esta predicción se calculó una caída de presión de 2.6 kg/cm^2 ya que se inició con 212.6 kg/cm^2 y se terminó con 210 kg/cm^2 . La producción de aceite diaria siguió una tendencia de declinación igual a 19% anual, es decir se inició la corrida en enero del 2004 con un valor de 385 bpd y al término de la misma, enero del 2008, se alcanzó un valor de 160 bpd.

Al final del pronóstico se obtuvo una producción acumulada de aceite de 7.6 mmbbls.

VI.6.2 Escenario 1: Simulación de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono

La simulación consistió en la aplicación de un ciclo de estimulación con bióxido de carbono a partir del 1 de enero del 2005, un año después de haber iniciado la producción bajo las condiciones simuladas en el Caso Base, de producción por Agotamiento Natural, previamente descrito. Se simuló la inyección de un volumen de 5 mmpcd de bióxido de carbono en los intervalos abiertos: 3, 2 y 1 de la formación KS (4503-4487, 4485-4462 y 4450-4446 mvbnm, respectivamente) durante 30 días y, posteriormente el pozo se abrió a producción.

Es importante señalar que la cuota de inyección de bióxido de carbono que se definió para la estimulación del pozo, fue con base en los casos históricos reportados en la literatura consultada, los cuales se presentaron en el Capítulo III. Las Tablas que se presentan en el apartado III.2, Aplicaciones de la Estimulación Cíclica con Bióxido de Carbono en la Industria Petrolera, señalan que el rango del volumen de inyección empleado para realizar una estimulación varió de 2 a 7 mmpcd. Tomando en cuenta la información anterior, se decidió emplear un valor intermedio.

La Figura VI.17 muestra las gráficas de producción diaria y producción acumulada de aceite contra tiempo de explotación obtenidos con el simulador para el caso Base y Escenario 1.

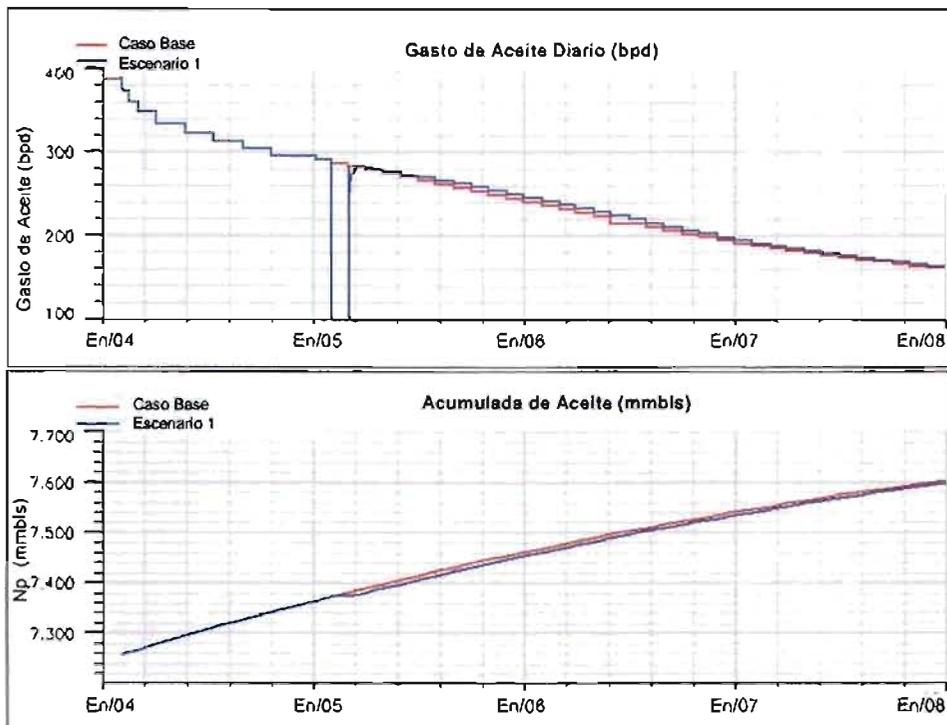


Figura VI.17 Caso Base y Escenario 1. Pronóstico de producción de aceite, pozo Samaria 121-A.

Como se aprecia en la figura, la producción acumulada de aceite obtenida al final del Escenario 1, es menor que la acumulada en el escenario caso Base: la diferencia es de 5,200 bpd.

En el análisis de los resultados de esta corrida y de las que se realizaron posteriormente, se empleó la expresión 6.1³⁴. Esta ecuación es empleada por el simulador Eclipse 300 para calcular el gasto de producción de aceite a condiciones estándar, en las celdas del pozo abiertas a producción.

$$q_{ok} = 7.081 \frac{r_w \Delta z_k k}{\Delta r_1} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{1,k} \Delta p_{1,k} \cdot \dots \dots \dots (6.1)$$

$$q_o = \sum_{k=1}^{nc} q_{ok} \cdot \dots \dots \dots (6.2)$$

donde

q_o	gasto de aceite, cs	bpd
$\Delta p_{1,k}$	presión	lb/pg ²
Δz_k	espesor de la capa j	pie
μ_o	viscosidad	cp
k	permeabilidad	darcys
nc	número de capas abiertas a producción	

Al observar en detalle los resultados de las variables obtenidos con el modelo de simulación y discretizando cada uno de estas variables que intervienen en la ecuación, se pudo establecer como repercutía en la producción de aceite el cambio de valor de las variables siguientes: viscosidad del aceite (μ_o), permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), el factor de volumen del aceite (B_o) y caída de presión en el pozo $\Delta p_j = p_{1,j} - p_{wf}$.

Es importante señalar que el término factor de forma-transmisibilidad ($r_w \Delta z_k k / \Delta r_1$) es constante antes y después de la inyección. La presión de fondo fluyendo (p_{wf}) se proporcionó como dato de entrada en el simulador y se mantuvo fija durante todo el periodo de producción.

La Tabla VI.6 muestra los cambios en el tiempo de los términos que intervienen en la ec. 6.1 para el caso Base y Escenario 1. El análisis de la información contenida en dicha Tabla, permite inferir que el periodo de tiempo en que la estimulación con bióxido de carbono afecta el comportamiento de producción del pozo, corresponde para fines prácticos, a los cinco meses posteriores a la reapertura del pozo después de la estimulación. Puede observarse que después de este intervalo de tiempo, el comportamiento del pozo estimulado y no estimulado es básicamente el mismo.

Tabla VI.6 Evaluación de las variables que intervienen en la ecuación (6.1) de las corridas Caso Base y Escenario 1, pozo Samaria 121-A

a) Caso Base						b) Escenario 1					
Fecha	k_o	Pbloque (psi)	μ_o (cp)	B_o (m ³ /m ³)	q_o (bpd)	Fecha	k_o	Pbloque (psi)	μ_o (cp)	B_o (m ³ /m ³)	q_o (bpd)
Ene/2004	0.526	3791.00	0.131	1.455	380.20	Ene/2004	0.526	3791.00	0.131	1.455	380.20
Feb/2004	0.514	3782.22	0.131	1.454	325.49	Feb/2004	0.514	3782.22	0.131	1.454	325.49
Mar/2004	0.515	3781.12	0.131	1.454	320.01	Mar/2004	0.515	3781.12	0.131	1.454	320.01
Abr/2004	0.516	3780.07	0.131	1.453	315.38	Abr/2004	0.516	3780.07	0.131	1.453	315.38
May/2004	0.516	3779.08	0.131	1.453	310.51	May/2004	0.516	3779.08	0.131	1.453	310.51
Jun/2004	0.517	3778.13	0.131	1.453	305.88	Jun/2004	0.517	3778.13	0.131	1.453	305.88
Jul/2004	0.518	3777.20	0.131	1.453	301.58	Jul/2004	0.518	3777.20	0.131	1.453	301.58
Ago/2004	0.519	3776.30	0.131	1.453	297.37	Ago/2004	0.519	3776.30	0.131	1.453	297.37
Sep/2004	0.520	3775.41	0.131	1.452	293.22	Sep/2004	0.520	3775.41	0.131	1.452	293.22
Oct/2004	0.521	3774.53	0.131	1.452	289.14	Oct/2004	0.521	3774.53	0.131	1.452	289.14
Nov/2004	0.522	3773.67	0.131	1.452	285.12	Nov/2004	0.522	3773.67	0.131	1.452	285.12
Dic/2004	0.522	3773.17	0.131	1.452	282.56	Dic/2004	0.522	3773.17	0.131	1.452	282.56
Ene/2005	0.523	3772.67	0.131	1.452	280.12	Estimulación con bióxido de carbono					
Feb/2005	0.524	3771.69	0.131	1.452	276.40	Feb/2005	0.483	3772.71	0.132	1.482	253.17
Mar/2005	0.524	3771.12	0.131	1.452	272.79	Mar/2005	0.501	3772.10	0.132	1.471	261.78
Abr/2005	0.525	3770.37	0.131	1.452	269.23	Abr/2005	0.509	3771.59	0.132	1.464	264.61
May/2005	0.526	3769.63	0.131	1.452	265.73	May/2005	0.515	3770.76	0.132	1.458	264.66
Jun/2005	0.527	3768.91	0.131	1.452	262.06	Jun/2005	0.519	3769.98	0.132	1.456	262.96
Jul/2005	0.527	3768.20	0.132	1.452	258.57	Jul/2005	0.521	3769.26	0.132	1.454	260.66
Ago/2005	0.528	3767.51	0.132	1.452	255.23	Ago/2005	0.523	3768.54	0.132	1.453	257.95
Sep/2005	0.529	3766.82	0.132	1.452	251.96	Sep/2005	0.525	3767.84	0.132	1.453	256.08
Oct/2005	0.530	3766.16	0.132	1.452	248.63	Oct/2005	0.526	3767.17	0.132	1.453	252.23
Nov/2005	0.530	3765.50	0.132	1.452	245.23	Nov/2005	0.527	3766.50	0.132	1.452	249.23
Dic/2005	0.530	3764.93	0.132	1.452	242.39	Dic/2005	0.528	3765.86	0.132	1.452	246.22
Ene/2006	0.531	3764.37	0.132	1.452	239.64	Ene/2006	0.529	3765.21	0.132	1.452	243.15
Feb/2006	0.532	3763.75	0.132	1.451	236.60	Feb/2006	0.530	3764.58	0.132	1.452	240.08
Mar/2006	0.532	3763.14	0.132	1.451	233.58	Mar/2006	0.530	3764.01	0.132	1.452	237.36
Abr/2006	0.533	3762.54	0.132	1.451	230.61	Abr/2006	0.531	3763.40	0.132	1.452	234.39
May/2006	0.533	3761.96	0.132	1.451	227.62	May/2006	0.532	3762.81	0.132	1.452	231.57
Jun/2006	0.534	3761.38	0.132	1.451	224.69	Jun/2006	0.533	3762.22	0.132	1.452	228.61
Jul/2006	0.534	3760.81	0.132	1.451	221.79	Jul/2006	0.533	3761.66	0.132	1.452	225.75
Ago/2006	0.535	3760.25	0.132	1.451	218.95	Ago/2006	0.534	3761.08	0.132	1.451	222.90
Sep/2006	0.535	3759.70	0.132	1.451	216.11	Sep/2006	0.534	3760.52	0.132	1.451	220.10
Oct/2006	0.535	3759.16	0.132	1.451	213.10	Oct/2006	0.535	3759.99	0.132	1.451	217.41
Nov/2006	0.535	3758.64	0.132	1.451	210.17	Nov/2006	0.535	3759.45	0.132	1.451	214.47
Dic/2006	0.535	3758.18	0.132	1.451	207.59	Dic/2006	0.535	3758.93	0.132	1.451	211.66
Ene/2007	0.534	3757.73	0.132	1.451	205.04	Ene/2007	0.535	3758.41	0.132	1.451	208.78
Feb/2007	0.534	3757.23	0.132	1.451	202.21	Feb/2007	0.534	3757.90	0.132	1.451	205.93
Mar/2007	0.534	3756.78	0.132	1.451	199.68	Mar/2007	0.534	3757.44	0.132	1.451	203.38
Abr/2007	0.533	3756.30	0.132	1.451	196.92	Abr/2007	0.534	3756.95	0.132	1.451	200.61
May/2007	0.533	3755.84	0.132	1.451	194.29	May/2007	0.534	3756.48	0.132	1.451	197.97
Jun/2007	0.533	3755.38	0.132	1.450	191.60	Jun/2007	0.533	3756.00	0.132	1.451	195.28
Jul/2007	0.532	3754.93	0.132	1.450	189.04	Jul/2007	0.533	3755.55	0.132	1.451	192.74
Ago/2007	0.532	3754.48	0.132	1.450	186.44	Ago/2007	0.533	3755.09	0.132	1.451	190.15
Sep/2007	0.531	3754.04	0.132	1.450	183.88	Sep/2007	0.533	3754.63	0.132	1.450	187.62
Oct/2007	0.531	3753.62	0.132	1.450	181.44	Oct/2007	0.533	3754.20	0.132	1.450	185.21
Nov/2007	0.530	3753.19	0.132	1.450	178.96	Nov/2007	0.532	3753.76	0.132	1.450	182.76
Dic/2007	0.530	3752.78	0.132	1.450	176.61	Dic/2007	0.532	3753.34	0.132	1.450	180.44

$$q_{ok} = 7.081 \frac{r_w \Delta z_k k}{\Delta r_1} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{1,k} \Delta p_{1,k}$$

Así por ejemplo: $q_{ok} = 7.081 \frac{(25)(10)(0.016)}{0.146} \left(\frac{0.526}{(0.132)(1.455)} \right) (3791 - 3720) = 380.20 \text{ bpd}$

Para enero del 2004

Se observa además que el efecto de la estimulación sobre el gasto de producción de aceite fue negativo, por motivos que a continuación se describen:

La permeabilidad relativa al aceite disminuyó después de la estimulación debido al aumento de la saturación de gas, bióxido de carbono, en la vecindad del pozo.

La viscosidad del aceite se incrementó como resultado de la vaporización de componentes ligeros del aceite, este fenómeno fue observado en el experimento realizado con el simulador PVTi para mezclas de bióxido de carbono y aceite saturado, como se indica en el apartado VI.2 de este trabajo. Por lo anterior, el factor de volumen del aceite aumenta ligeramente, después de la estimulación, pero posteriormente y debido a la vaporización de componentes, el valor disminuye.

El incremento de presión en la vecindad del pozo no compensa los cambios negativos de los parámetros anteriores por lo que no se refleja un incremento importante de la producción de aceite. Este incremento es consecuencia de la inyección; a continuación y en poco tiempo, la presión se disipó como consecuencia de la producción del gas inyectado y del aceite, hasta alcanzar el nivel de presión del caso Base.

Los resultados que se obtuvieron para el Escenario 1, con respecto a la viscosidad del aceite no fueron alentadores, ya que no sólo no se presentó disminución de la viscosidad, sino por el contrario, se obtuvo un incremento en su valor en los cinco primeros meses posteriores a la estimulación. Además, la producción acumulada de aceite resultó ser menor que la obtenida en el caso Base.

La producción de aceite no respondió inmediatamente después de la reapertura del pozo, debido a que el gas inyectado saturó la vecindad del pozo sin lograr disolverse en el aceite, y al abrir el pozo, sólo se produjo bióxido de carbono. Conforme transcurre el tiempo de producción, la permeabilidad relativa al aceite comienza a incrementar su valor permitiendo que el pozo alcance los niveles de producción correspondientes a esa presión de yacimiento.

La Figura VI.18 presenta la comparación de los valores de la viscosidad del aceite que satura a la matriz y a la fractura, para el caso Escenario 1, se observa que el valor de la viscosidad del aceite, que satura tanto a la matriz y la fractura, bajó durante el periodo de inyección del bióxido de carbono debido a su disolución con el gas inyectado y posteriormente, incrementó su valor por causa de la vaporización de componentes ligeros. Este incremento fue más pronunciado en el aceite que satura la matriz, debido a que una vez abierto el pozo a producción, las fracturas se resaturan con aceite que no tuvo contacto con el gas inyectado. La viscosidad pasó de un valor inicial promedio de 0.13 hasta 0.15 cp, esto causó un incremento del 15%.

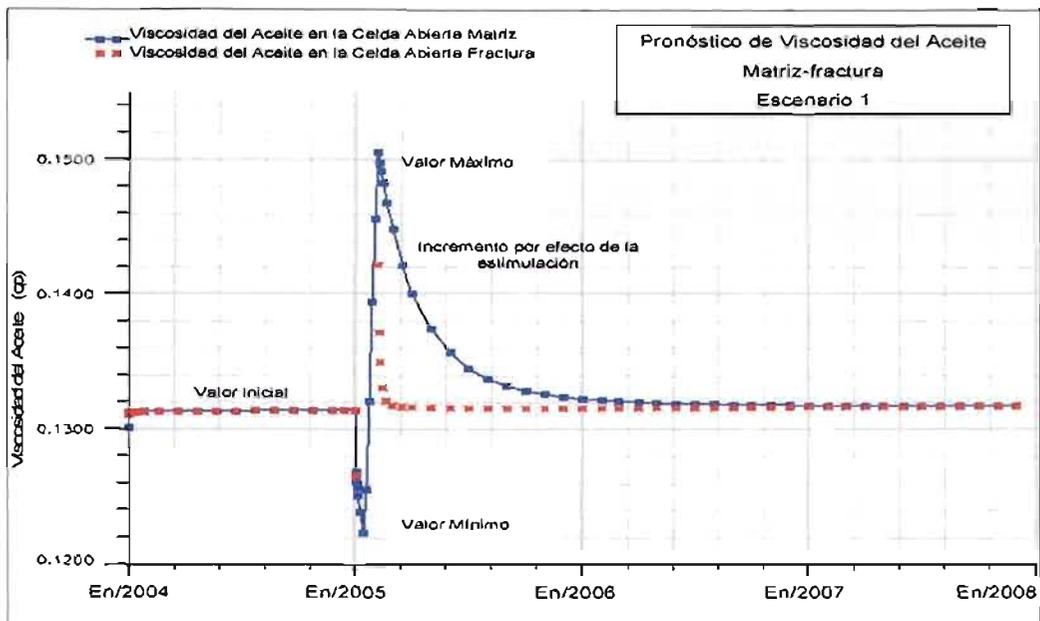


Figura VI.18 Caso Base y Escenario 1. Comparación del valor de la viscosidad en los bloques abiertos a producción.

VI.6.3 Escenario 2: Simulación de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono en un Yacimiento Bajosaturado

Con base en los resultados de la simulación de procesos de mezclado de bióxido de carbono con el aceite de Samaria, para presiones del sistema por arriba de la presión de burbujeo, discutido en la sección VI.2, que indicaron que la viscosidad del aceite disminuyó; se decidió simular el caso hipotético de la estimulación con bióxido de carbono en un pozo con aceite bajosaturado, con el simulador Eclipse 300 empleando un modelo de doble porosidad..

La fecha de inicio del pronóstico de producción es el primero de enero del 2004 y el periodo de producción simulado fue de cuatro años. La presión inicial promedio del yacimiento se estableció en 500 kg/cm^2 y se decidió tener solo una celda abierta a producción equivalente a un intervalo disparado a la profundidad de 4450-4446 mvbnm perteneciente a la formación KS. La composición y características del aceite son las mismas que se describieron en los apartados anteriores, es decir se sigue tratando del aceite de Samaria.

Para poder comparar y evaluar los resultados de este nuevo escenario de producción, primeramente se realizó el pronóstico del Caso Base2, considerando que el yacimiento se encontraba en todo momento por arriba de la presión de burbujeo ($303 \text{ kg/cm}^2 - 4315 \text{ lb/pg}^2$),

y que produce por agotamiento natural. Posteriormente, se llevó a cabo el escenario de producción (Escenario 2) donde se efectuó un ciclo de estimulación con bióxido de carbono el primero de enero del 2005, el cual consistió en la inyección de un volumen de 1 mmpcd de este gas dentro del intervalo abierto de la formación cretácico superior (4450-4446 mvbnm) durante 30 días y, posteriormente se abrió el pozo a producción.

La Figura VI.19 muestra los resultados obtenidos de la corrida Caso Base2 correspondientes a la producción de aceite diario del pozo, la presión, la viscosidad y permeabilidad relativa al aceite en la celda abierta a producción. Se observa que la producción de aceite declina rápidamente de 800 a 24 bpd en los cuatro años de pronóstico. La presión media del yacimiento bajó de 500 a 450 Kg/cm². La viscosidad del aceite que se encuentra en la celda de simulación tiene en promedio un valor igual a 0.146 cp.

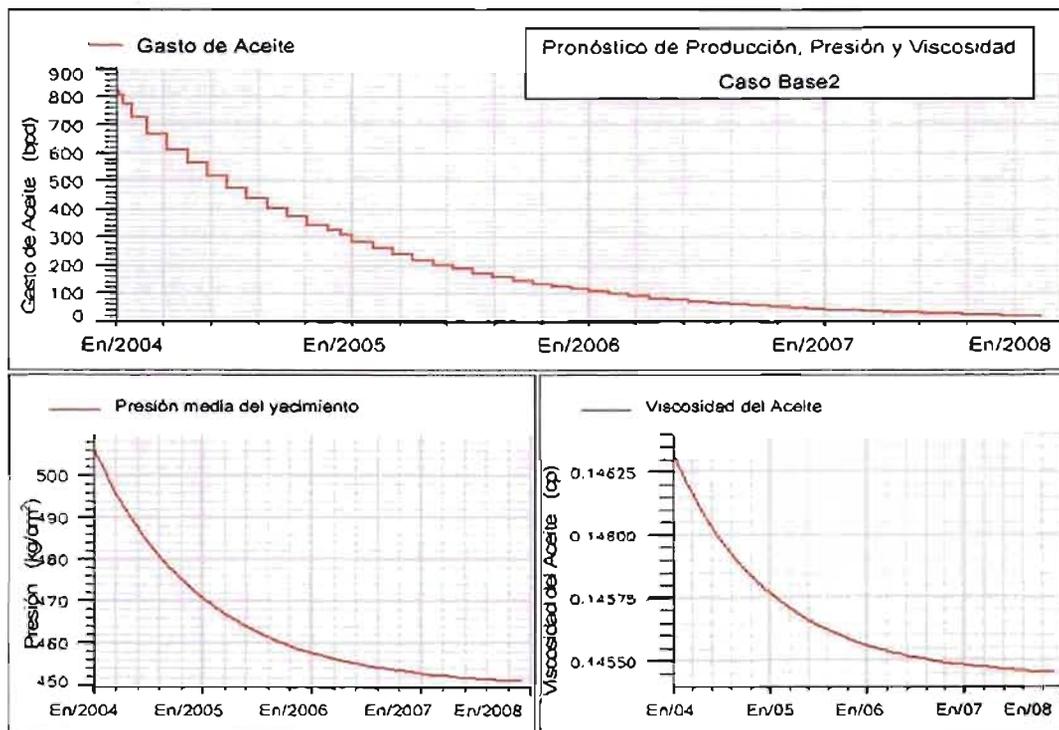


Figura VI.19 Pronóstico de producción: Caso Base2. Yacimiento bajosaturado.

La Figura VI.20 muestra las gráficas de producción diaria y producción acumulada de aceite contra tiempo de explotación obtenidos con el simulador para el caso Base2 y Escenario 2.

Como se aprecia en la figura, la producción acumulada de aceite obtenida al final del Escenario 2, es menor que la acumulada en el escenario caso Base2: la diferencia es de 500 bpd.

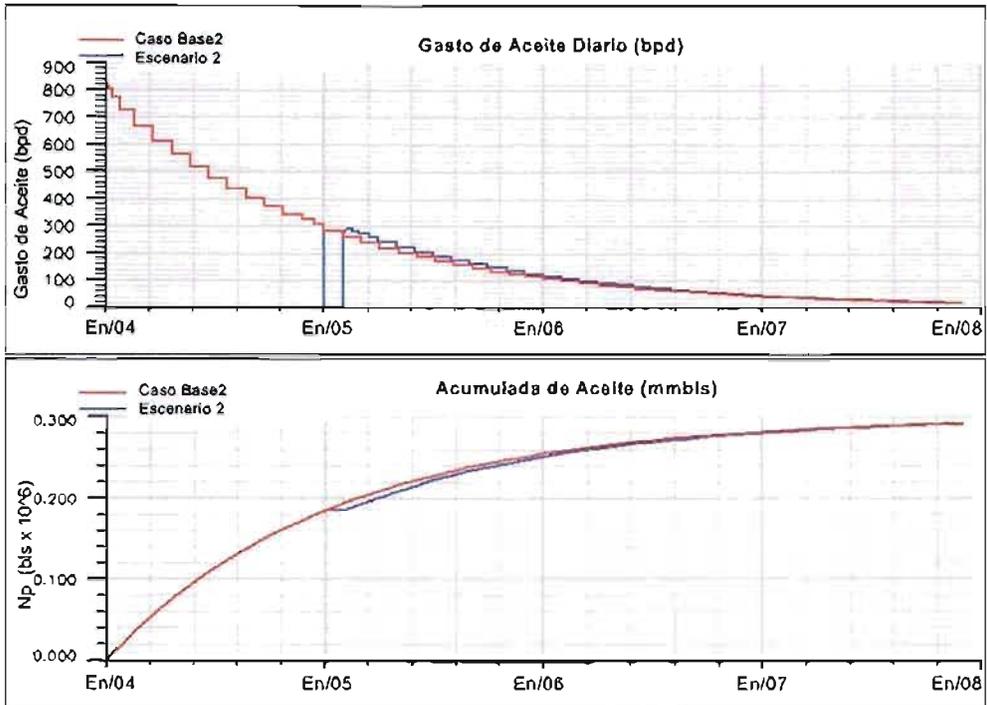


Figura VI.20 Caso Base2 y Escenario 2. Pronóstico de producción de aceite.

Al observar en detalle los resultados de las variables obtenidos con el modelo de simulación y discretizando cada uno de estas variables que intervienen en la ecuación, se pudo establecer como repercutía en la producción de aceite el cambio de valor de las variables siguientes: viscosidad del aceite, permeabilidad relativa al aceite, el factor de volumen del aceite y presión en la celda abierta a producción.

La Tabla VI.7 muestra los cambios en el tiempo de los términos que intervienen en la ec. 6.1 para el caso Base2 y Escenario 2.

El análisis de la información contenida en esta Tabla permite inferir que el periodo de tiempo en que la estimulación con bióxido de carbono afecta el comportamiento de producción del pozo, corresponde para fines prácticos, a los cuatro meses posteriores a la reapertura del pozo después de la estimulación. Puede observarse que después de este intervalo de tiempo, el comportamiento del pozo estimulado y no estimulado es básicamente el mismo.

Tabla VI.7 Evaluación de las variables que intervienen en la ecuación (6.1) de las corridas Caso Base2 y Escenario 2

a) Caso Base2						b) Escenario 2					
Fecha	k_{ro}	Presión (psi)	μ_o (cp)	B_o (m ³ /m ³)	q_{ok} (bpd)	Fecha	k_{ro}	Presión (psi)	μ_o (cp)	B_o (m ³ /m ³)	q_{ok} (bpd)
Ene/2004	0.999	6494.86	0.146	1.475	853.41	Ene/2004	0.999	6494.86	0.146	1.475	853.41
Feb/2004	0.999	6480.62	0.146	1.473	726.93	Feb/2004	0.999	6480.62	0.146	1.473	726.93
Mar/2004	0.998	6474.11	0.148	1.473	667.11	Mar/2004	0.998	6474.11	0.146	1.473	667.11
Abr/2004	0.997	6468.14	0.146	1.473	613.24	Abr/2004	0.997	6468.14	0.146	1.473	613.24
May/2004	0.997	6462.67	0.146	1.474	563.86	May/2004	0.997	6462.67	0.146	1.474	563.86
Jun/2004	0.996	6457.64	0.146	1.474	518.56	Jun/2004	0.996	6457.64	0.146	1.474	518.56
Jul/2004	0.996	6453.03	0.146	1.474	477.00	Jul/2004	0.996	6453.03	0.146	1.474	477.00
Ago/2004	0.996	6448.80	0.146	1.474	438.89	Ago/2004	0.996	6448.80	0.146	1.474	438.89
Sep/2004	0.996	6444.91	0.146	1.474	403.82	Sep/2004	0.996	6444.91	0.146	1.474	403.82
Oct/2004	0.995	6441.34	0.146	1.474	371.65	Oct/2004	0.995	6441.34	0.146	1.474	371.65
Nov/2004	0.995	6438.06	0.146	1.474	342.09	Nov/2004	0.995	6438.06	0.146	1.474	342.09
Dic/2004	0.994	6436.13	0.146	1.474	324.79	Dic/2004	0.994	6436.13	0.146	1.474	324.79
Ene/2005	0.994	6434.31	0.146	1.474	308.37	Ene/2005	Estimulación con bióxido de carbono				
Feb/2005	0.994	6431.59	0.146	1.474	293.92	Feb/2005	0.995	6433.61	0.136	1.628	293.26
Mar/2005	0.994	6429.09	0.146	1.474	281.44	Mar/2005	0.994	6431.93	0.144	1.505	284.68
Abr/2005	0.994	6426.79	0.146	1.474	240.77	Abr/2005	0.994	6429.34	0.145	1.482	263.12
May/2005	0.993	6424.88	0.146	1.474	221.76	May/2005	0.994	6427.09	0.146	1.478	243.24
Jun/2005	0.993	6422.73	0.146	1.474	204.26	Jun/2005	0.994	6424.96	0.146	1.478	224.15
Jul/2005	0.993	6420.94	0.146	1.474	188.16	Jul/2005	0.993	6423.05	0.146	1.475	207.64
Ago/2005	0.993	6419.29	0.146	1.474	173.34	Ago/2005	0.993	6421.23	0.146	1.475	190.74
Sep/2005	0.993	6417.78	0.146	1.474	159.70	Sep/2005	0.993	6419.56	0.146	1.475	175.72
Oct/2005	0.993	6416.38	0.146	1.474	147.19	Oct/2005	0.993	6418.06	0.146	1.475	162.31
Nov/2005	0.993	6415.09	0.146	1.474	136.58	Nov/2005	0.993	6416.64	0.146	1.475	148.55
Dic/2005	0.993	6414.03	0.146	1.474	126.05	Dic/2005	0.993	6415.37	0.146	1.475	138.15
Ene/2006	0.993	6413.04	0.146	1.474	117.20	Ene/2006	0.993	6414.17	0.146	1.475	127.31
Feb/2006	0.993	6412.02	0.146	1.475	108.06	Feb/2006	0.993	6413.05	0.146	1.475	117.32
Mar/2006	0.993	6411.08	0.146	1.475	99.53	Mar/2006	0.993	6412.12	0.146	1.475	108.94
Abr/2006	0.993	6410.21	0.146	1.475	91.73	Abr/2006	0.993	6411.17	0.146	1.475	100.40
May/2006	0.993	6409.41	0.146	1.475	84.58	May/2006	0.993	6410.32	0.146	1.475	92.77
Jun/2006	0.993	6408.67	0.146	1.474	77.92	Jun/2006	0.993	6409.51	0.146	1.475	85.50
Jul/2006	0.993	6407.99	0.146	1.475	71.82	Jul/2006	0.993	6408.79	0.146	1.475	79.00
Ago/2006	0.993	6407.37	0.146	1.475	66.26	Ago/2006	0.993	6408.10	0.146	1.475	72.82
Sep/2006	0.993	6406.79	0.145	1.475	61.02	Sep/2006	0.993	6407.46	0.146	1.475	67.12
Oct/2006	0.993	6406.26	0.145	1.475	56.25	Oct/2006	0.994	6406.90	0.145	1.475	62.02
Nov/2006	0.993	6405.77	0.145	1.475	51.82	Nov/2006	0.994	6406.36	0.145	1.475	57.17
Dic/2006	0.993	6405.36	0.145	1.475	48.22	Dic/2006	0.994	6405.87	0.145	1.475	52.63
Ene/2007	0.993	6404.99	0.145	1.475	44.84	Ene/2007	0.994	6405.41	0.145	1.475	48.70
Feb/2007	0.993	6404.60	0.145	1.475	41.34	Feb/2007	0.994	6404.99	0.145	1.475	44.89
Mar/2007	0.993	6404.27	0.145	1.475	38.40	Mar/2007	0.994	6404.63	0.145	1.475	41.70
Abr/2007	0.993	6403.94	0.145	1.475	35.40	Abr/2007	0.994	6404.27	0.145	1.475	38.44
May/2007	0.993	6403.64	0.145	1.475	32.71	May/2007	0.994	6403.95	0.145	1.475	35.52
Jun/2007	0.993	6403.39	0.145	1.475	30.15	Jun/2007	0.994	6403.64	0.145	1.475	32.74
Jul/2007	0.993	6403.10	0.145	1.475	27.87	Jul/2007	0.994	6403.36	0.145	1.475	30.26
Ago/2007	0.993	6402.86	0.145	1.474	25.69	Ago/2007	0.995	6403.10	0.145	1.475	27.89
Sep/2007	0.993	6402.63	0.145	1.475	23.68	Sep/2007	0.995	6402.86	0.145	1.475	25.71
Oct/2007	0.993	6402.43	0.145	1.475	21.89	Oct/2007	0.995	6402.64	0.145	1.475	23.76
Nov/2007	0.993	6402.24	0.145	1.475	20.18	Nov/2007	0.995	6402.43	0.145	1.475	21.90
Dic/2007	0.993	6402.07	0.145	1.363	20.18	Dic/2007	0.995	6402.25	0.145	1.475	20.24

$$q_{ok} = 7.081 \frac{r_w \Delta \Sigma_1 k}{\Delta r_1} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{ok} \Delta p_{1,k}$$

Así por ejemplo: $q_{ok} = 7.081 \frac{(25)(10)(0.10)}{0.146} \left(\frac{0.999}{(0.146)(1.475)} \right) (6495-6400) = 8534 \text{ bpd}$

Se observa además que el efecto de la estimulación sobre el gasto de producción de aceite fue positivo, por los motivos que a continuación se describen:

La permeabilidad relativa al aceite en todo momento es prácticamente igual a 1.0, lo que indica que sólo fluye aceite de la celda al pozo y que el gas inyectado se disolvió en él.

La viscosidad del aceite disminuyó como resultado de la disolución del bióxido de carbono, por lo anterior, el factor de volumen del aceite aumenta después de la estimulación, y posteriormente retorna su valor correspondiente a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

El incremento en la presión de la vecindad del pozo compensa el cambio negativo en la producción de aceite como resultado del aumento del factor de volumen. Este incremento de presión es consecuencia de la inyección; a continuación y en poco tiempo, se disipa como consecuencia de la producción de aceite, hasta alcanzar el nivel de presión del caso Base2.

La Figura VI.21 presenta la comparación de los valores de la viscosidad del aceite que satura a la matriz y a la fractura, para el caso Escenario 2, se observa que el valor de la viscosidad del aceite, que satura tanto a la matriz y la fractura, bajó durante el periodo de inyección del bióxido de carbono debido a su disolución con el gas inyectado. La viscosidad del aceite residual en la matriz mantuvo su baja viscosidad, por el contrario, las fracturas en un tiempo de tres meses, se re saturaron completamente con el aceite que no tuvo contacto con el gas inyectado. La viscosidad pasó de un valor inicial promedio de 0.146 hasta 0.10 cp, es decir un decremento del 30%, aunque esta reducción sólo fue instantánea, equivalente a un día.

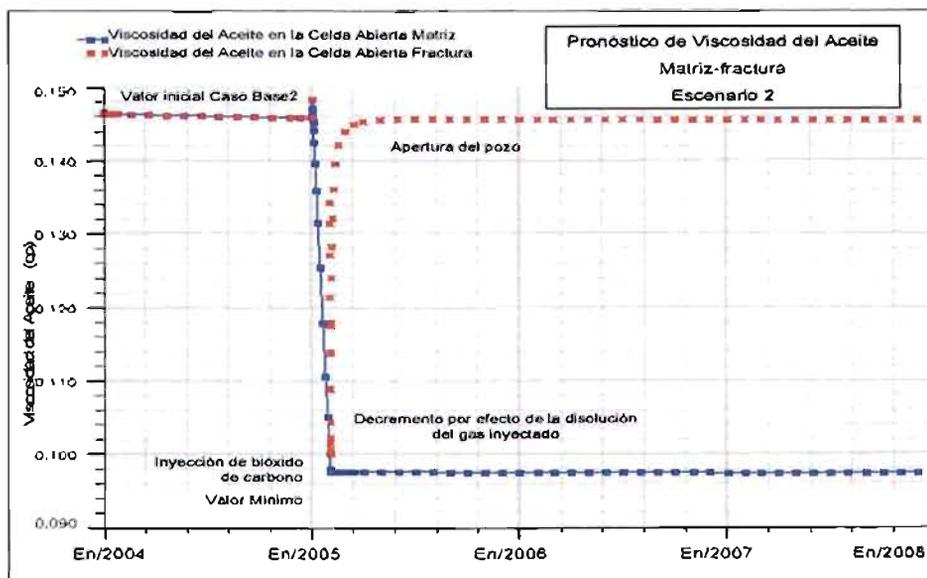


Figura VI.21 Caso Base y Escenario 2. Comparación del valor de la viscosidad en los bloques abiertos a producción.

Los resultados que se obtuvieron para el Escenario 2, fueron más alentadores con respecto al caso del Escenario 1, ya que se presentó disminución de la viscosidad tanto en el aceite que saturaba a la matriz como a las fracturas. Por lo tanto, se observó un incremento del gasto diario de aceite con respecto al caso Base2. Aún con este incremento, la producción acumulada de aceite resultó ser menor que la obtenida en el caso Base2 y por lo consiguiente el proceso resulta antieconómico.

Para la evaluación técnica de la respuesta de un pozo a un tratamiento de estimulación con bióxido de carbono se aplicó el criterio de Relación de Estimulación, que se discutió en la sección III.2.2. En este caso, RE fue igual a 0.90, y se obtuvo como el cociente del gasto mensual promedio de aceite después de la estimulación entre el gasto mensual promedio de aceite antes de la estimulación, es decir, 293.26bpd / 324.79bpd. Como este valor resultó ser menor a uno, se considera el proyecto técnicamente injustificable.

Con base en los resultados de este pronóstico de producción y del análisis que de ellos se hizo, se concluye que la aplicación de un ciclo de estimulación con bióxido de carbono en un yacimiento bajosaturado con las características del campo Samaria no resulta ser rentable. Por lo que no se recomienda ser aplicado en un yacimiento con las características antes mencionadas.

VI.6.4 Escenario 3: Simulación de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono en un Yacimiento Bajosaturado con Aceite Viscoso

Con base en los resultados de los pronósticos de producción anteriores, donde se observó que la respuesta de producción de aceite de un pozo a la estimulación con bióxido de carbono mejoraba cuando el yacimiento era bajosaturado, se decidió investigar el efecto de dicha estimulación en un pozo productor de aceite bajosaturado viscoso.

El aceite que fue caracterizado y empleado en el modelo de simulación de simple porosidad corresponde al campo Samaria Terciario. Es necesario señalar que no se seleccionó un pozo en particular sino que sólo fueron tomadas las características del yacimiento para generar el modelo de simulación.

Las características más importantes del yacimiento y que son representadas por el modelo de simulación son: porosidad promedio 15%, cima del yacimiento a 1372 mvbnm, espesor de la formación 45 m (dividido en 15 capas con un espesor cada una de ellas igual a 3 m), radio de drene 376 m, permeabilidad promedio 140 md en la formación y la presión inicial igual a 145 kg/cm² (presión de burbujeo: 105 kg/cm²) referida a la profundidad media del

intervalo disparado. El modelo de simulación es bidimensional (r,z) con una malla de dimensiones 10X15 (r, z). Se tiene disparado una sola capa (8) cuyo intervalo equivale a la profundidad de 1396 – 1400 mvbnm y cuenta con una permeabilidad de 160 md.

El aceite característico del campo Samaria Terciario⁴⁵ tiene una densidad de 26°API, una viscosidad promedio de 4.5 cp a condiciones de yacimiento, una relación gas aceite de 27 m³/m³ y un factor de volumen de 1.102 m³/m³. La saturación de aceite promedio se estima en un 75%³³ y la salinidad del agua de formación es del orden de 180 000 ppm.

Con el apoyo del simulador PVTi, se caracterizó el aceite del campo Samaria Terciario⁴⁵. Su presión de saturación es igual a 105 kg/cm² (1493 lb/pg²) a temperatura del yacimiento 60 °C (140 °F). La Tabla VI.8 presenta el ajuste de la presión de burbujeo del aceite logrado con el simulador PVTi y que posteriormente se empleó en las corridas del modelo de simulación. Se observa que el error entre el valor calculado y el observado en laboratorio es igual a 0.0083%.

Tabla VI.8 Ajuste de la presión de burbujeo del aceite del campo Samaria Terciario

Expt PSAT1 : Saturation Pressure Calculation		
Peng-Robinson (3-Param) on 2I with PR corr.		
Lohrenz-Bray-Clark Viscosity Correlation		
Specified temperature	Deg F	140.0000
Calculated bubble point pressure	PSIG	1492.8690
Observed bubble point pressure	PSIG	1493.0000

Fluid properties	Liquid	Vapour
	Calculated	Calculated

Mole Weight	292.3789	18.3802
Z-factor	1.2671	1.2671
Viscosity	4.1742	0.0151
Density LB/FT3	54.0556	4.7750
Molar Vol CF/LB-ML	5.4089	3.8493

Dado que no se está representando el caso específico de un pozo, no se realizó ajuste histórico. El periodo de predicción para los escenarios de producción fue de cuatro años, iniciándose el 1 de enero del 2004. El pozo produce a una presión de fondo fluyente constante de 140 kg/cm² La Figura VI.22 muestra los resultados de la producción de aceite diario del pozo, presión en la celda abierta a producción y viscosidad del aceite obtenidos de la corrida Caso Base3. Se observa que la producción de aceite declina de 240 a 2 bpd en los cuatro años de pronóstico. La presión en la celda bajó de 145 a 141 Kg/cm² y la viscosidad del aceite en la celda de simulación tiene en promedio un valor igual a 4.36 cp.

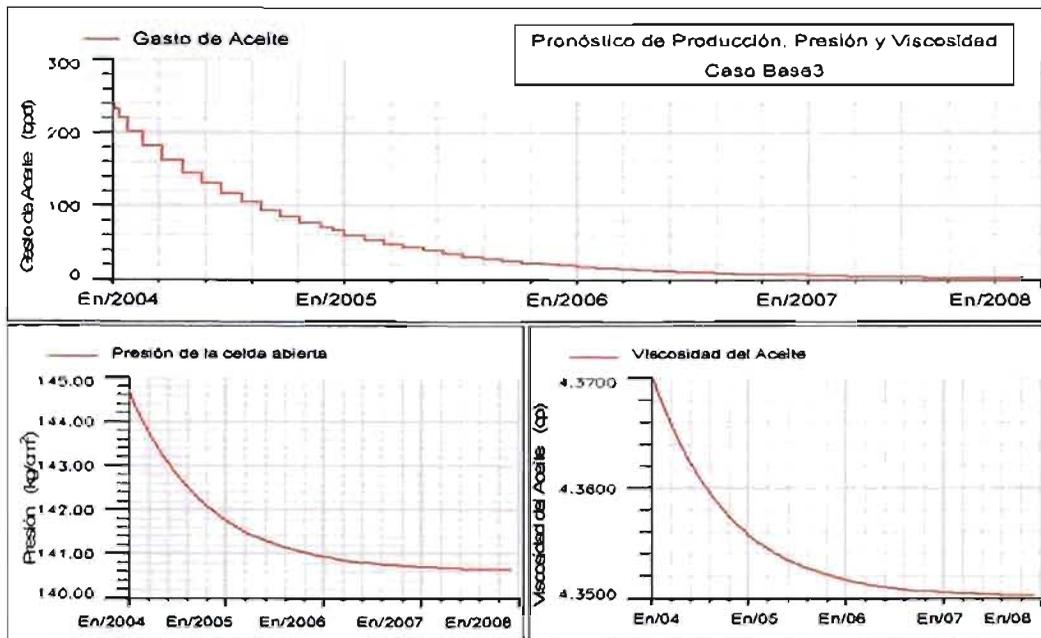


Figura VI.22 Pronóstico de Producción: Caso Base3. Aceite bajosaturado y viscoso.

Se realizó un segundo pronóstico de producción denominado: Escenario 3, en el cual se consideró un ciclo de estimulación con bióxido de carbono en el intervalo abierto. Dicha estimulación consistió en la inyección de un mmpcd de este gas a partir del 1 de enero del 2005 y durante 30 días. Terminado este periodo el pozo es reabierto a producción. La Figura VI.23 muestra las gráficas de producción diaria y producción acumulada de aceite contra tiempo de explotación obtenidos con el simulador para el caso Base3 y Escenario 3.

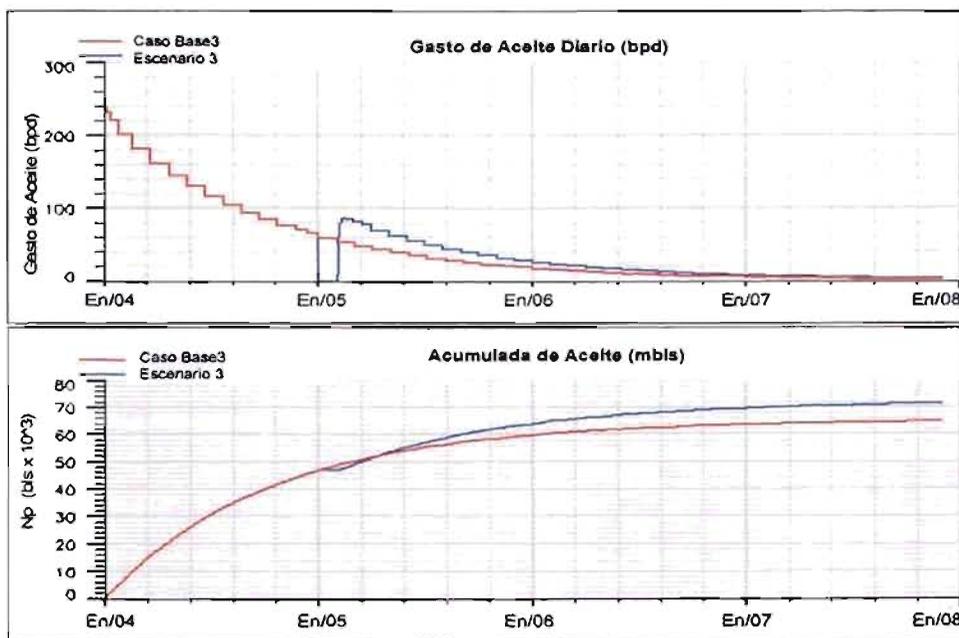


Figura VI.23 Caso Base3 y Escenario 3. Pronóstico de producción de aceite.

Como se observa en la figura, la producción acumulada de aceite obtenida al final del Escenario 3, es mayor que la acumulada en el caso Base3: la diferencia es de 6,700 bpd. Si se compara este valor con el obtenido en el apéndice A, se aprecia que en ambos casos el proceso proporcionó resultados positivos. También se observa, que una vez terminada la operación de estimulación, debieron transcurrir aproximadamente dos meses para que la producción acumulada de aceite obtenida con el Escenario 3 fuera igual a la del caso Base3.

Al observar en detalle los resultados de las variables obtenidos con el modelo de simulación y discretizando cada uno de estas variables que intervienen en la ecuación 6.1, se pudo establecer como repercutía en la producción de aceite el cambio en los valores de las variables siguientes: viscosidad del aceite, permeabilidad relativa al aceite, el factor de volumen del aceite y presión en la celda abierta a producción. La Tabla VI.9 muestra lo comentado anteriormente.

El análisis de la información contenida en dicha Tabla permite inferir que el periodo de tiempo en que la estimulación con bióxido de carbono afecta el comportamiento de producción del pozo, corresponde para fines prácticos, a los dieciocho meses posteriores a la reapertura del pozo después de la estimulación; en la Figura VI.23, puede observarse que después de este intervalo de tiempo, las producciones de aceite del pozo estimulado y no estimulado son básicamente las mismas.

El efecto de la estimulación en el gasto de producción de aceite fue positivo, por los motivos que a continuación se describen:

La viscosidad del aceite disminuyó como resultado de la disolución del bióxido de carbono. Por lo anterior, el factor de volumen del aceite aumenta después de la estimulación, y posteriormente retorna a su valor correspondiente a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

La permeabilidad relativa al aceite disminuyó como resultado de la formación de una saturación de gas en la vecindad del pozo durante la inyección del bióxido de carbono.

El aumento del factor de volumen y la disminución de la permeabilidad relativa al aceite tienen un efecto negativo en el gasto de aceite. El incremento de la presión en la vecindad del pozo y el decremento de la viscosidad compensan los cambios negativos en la producción de aceite, este incremento es consecuencia de la inyección; a continuación y en poco tiempo, la presión se disipó como resultado de la producción de aceite, hasta alcanzar el nivel de presión del caso Base3.

Tabla VI.9 Evaluación de las variables que intervienen en la ecuación (6.1) de las corridas Caso Base3 y Escenario 3

a) Caso Base3						b) Escenario 3					
Fecha	k_{ro}	Presión (psi)	μ_o (cp)	B_o (m ³ /m ³)	q_o (bpd)	Fecha	k_{ro}	Presión (psi)	μ_o (cp)	B_o (m ³ /m ³)	q_o (bpd)
Ene-2004	0.999	2058.38	4.371	1.08	240.66	Ene/2004	1.000	2058.38	4.371	1.08	240.66
Feb-2004	0.994	2049.20	4.367	1.08	201.81	Feb/2004	0.994	2049.20	4.367	1.08	201.81
Mar-2004	0.990	2044.16	4.366	1.08	180.59	Mar/2004	0.990	2044.16	4.366	1.08	180.59
Abr-2004	0.988	2039.64	4.364	1.08	161.69	Abr/2004	0.988	2039.64	4.364	1.08	161.69
May-2004	0.985	2035.58	4.363	1.08	144.86	May/2004	0.985	2035.58	4.363	1.08	144.86
Jun-2004	0.984	2031.95	4.361	1.08	129.85	Jun/2004	0.984	2031.95	4.36	1.08	129.85
Jul-2004	0.982	2028.68	4.360	1.08	116.43	Jul/2004	0.982	2028.68	4.360	1.08	116.43
Ago-2004	0.981	2025.75	4.359	1.08	104.44	Ago/2004	0.981	2025.75	4.359	1.08	104.44
Sep-2004	0.980	2023.12	4.358	1.08	93.70	Sep/2004	0.980	2023.12	4.358	1.08	93.70
Oct-2004	0.979	2020.76	4.357	1.08	84.09	Oct/2004	0.979	2020.76	4.357	1.08	84.09
Nov-2004	0.979	2018.64	4.357	1.08	75.47	Nov/2004	0.979	2018.64	4.357	1.08	75.47
Dic-2004	0.978	2017.42	4.356	1.08	70.51	Dic/2004	0.978	2017.42	4.356	1.08	70.51
Ene-2005	0.978	2016.28	4.356	1.08	65.87	Ene/2005	Estimulación con bióxido de carbono				
Feb-2005	0.978	2014.61	4.355	1.08	59.14	Feb/2005	0.586	2025.62	2.793	1.22	85.65
Mar-2005	0.978	2013.12	4.355	1.08	53.10	Mar/2005	0.594	2023.19	2.692	1.22	81.29
Abr-2005	0.978	2011.78	4.354	1.08	47.68	Abr/2005	0.594	2021.86	2.666	1.22	77.47
May-2005	0.978	2010.58	4.354	1.08	42.82	May/2005	0.593	2019.55	2.651	1.22	69.54
Jun-2005	0.978	2009.50	4.353	1.08	38.48	Jun/2005	0.593	2017.41	2.657	1.22	61.91
Jul-2005	0.978	2008.53	4.353	1.08	34.54	Jul/2005	0.594	2015.60	2.675	1.22	55.13
Ago-2005	0.978	2007.66	4.353	1.08	31.02	Ago/2005	0.594	2013.96	2.698	1.21	49.16
Sep-2005	0.978	2006.88	4.352	1.08	27.86	Sep/2005	0.594	2012.51	2.725	1.21	43.74
Oct-2005	0.979	2006.18	4.352	1.08	25.02	Oct/2005	0.594	2011.26	2.751	1.21	39.08
Nov-2005	0.979	2005.55	4.352	1.08	22.48	Nov/2005	0.595	2010.12	2.777	1.21	34.90
Dic-2005	0.979	2005.04	4.352	1.08	20.42	Dic/2005	0.595	2009.13	2.802	1.20	31.25
Ene-2006	0.980	2004.58	4.352	1.08	18.56	Ene/2006	0.595	2008.21	2.826	1.20	27.94
Feb-2006	0.980	2004.11	4.351	1.08	16.67	Feb/2006	0.595	2007.40	2.848	1.20	25.02
Mar-2006	0.980	2003.69	4.351	1.08	14.97	Mar/2006	0.595	2006.73	2.868	1.20	22.65
Abr-2006	0.981	2003.31	4.351	1.08	13.45	Abr/2006	0.595	2006.07	2.887	1.20	20.32
May-2006	0.981	2002.97	4.351	1.08	12.08	May/2006	0.595	2005.49	2.905	1.19	18.30
Jun-2006	0.982	2002.67	4.351	1.08	10.85	Jun/2006	0.596	2004.96	2.922	1.19	16.45
Jul-2006	0.982	2002.40	4.351	1.08	9.74	Jul/2006	0.595	2004.49	2.937	1.19	14.85
Ago-2006	0.982	2002.15	4.351	1.08	8.75	Ago/2006	0.596	2004.06	2.951	1.19	13.36
Sep-2006	0.983	2001.93	4.351	1.08	7.86	Sep/2006	0.596	2003.67	2.965	1.19	12.05
Oct-2006	0.983	2001.73	4.351	1.08	7.06	Oct/2006	0.596	2003.33	2.976	1.19	10.90
Nov-2006	0.984	2001.56	4.351	1.08	6.34	Nov/2006	0.596	2003.01	2.988	1.19	9.83
Dic-2006	0.984	2001.41	4.351	1.07	6.34	Dic/2006	0.596	2002.73	2.998	1.19	8.91
Ene-2007	0.984	2001.28	4.351	1.07	5.76	Ene/2007	0.596	2002.48	3.007	1.18	8.05
Feb-2007	0.985	2001.15	4.351	1.07	5.23	Feb/2007	0.596	2002.24	3.016	1.18	7.27
Mar-2007	0.985	2001.04	4.350	1.07	4.70	Mar/2007	0.596	2002.05	3.023	1.18	6.63
Abr-2007	0.986	2000.94	4.350	1.07	4.28	Abr/2007	0.597	2001.86	3.031	1.18	6.00
May-2007	0.987	2000.84	4.350	1.07	3.83	May/2007	0.597	2001.69	3.031	1.07	6.00
Jun-2007	0.987	2000.76	4.350	1.07	3.45	Jun/2007	0.597	2001.53	3.037	1.07	5.45
Jul-2007	0.988	2000.68	4.350	1.07	3.10	Jul/2007	0.597	2001.39	3.044	1.07	4.93
Ago-2007	0.988	2000.61	4.350	1.07	2.79	Ago/2007	0.597	2001.26	3.050	1.07	4.47
Sep-2007	0.989	2000.55	4.350	1.07	2.51	Sep/2007	0.597	2001.14	3.055	1.07	4.05
Oct-2007	0.989	2000.50	4.350	1.07	2.25	Oct/2007	0.597	2001.04	3.060	1.07	3.66
Nov-2007	0.990	2000.44	4.350	1.07	2.03	Nov/2007	0.597	2000.94	3.065	1.07	3.32
Dic-2007	0.990	2000.40	4.350	1.07	1.82	Dic/2007	0.598	2000.85	3.069	1.07	3.00

$$q_{ok} = 7.081 \frac{r_w \Delta z_k k}{\Delta l_1} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{1,k} \Delta p_{1,k}$$

Así por ejemplo: $q_{ok} = 7.081 \frac{(25)(10)(.16)}{0.146} \left(\frac{0.999}{(4.371)(1.08)} \right) (205838 - 2000) = 24066 \text{ bpd}$

La Figura VI.24 compara los valores de viscosidad del aceite que satura a la celda abierta a producción para los casos Base3 y Escenario3. Se observa que debido a la solución de

cierto volumen de bióxido de carbono en el aceite, se redujo su viscosidad de 4.36 a 3.0 cp, lo que significó una reducción de este parámetro en un 31%.

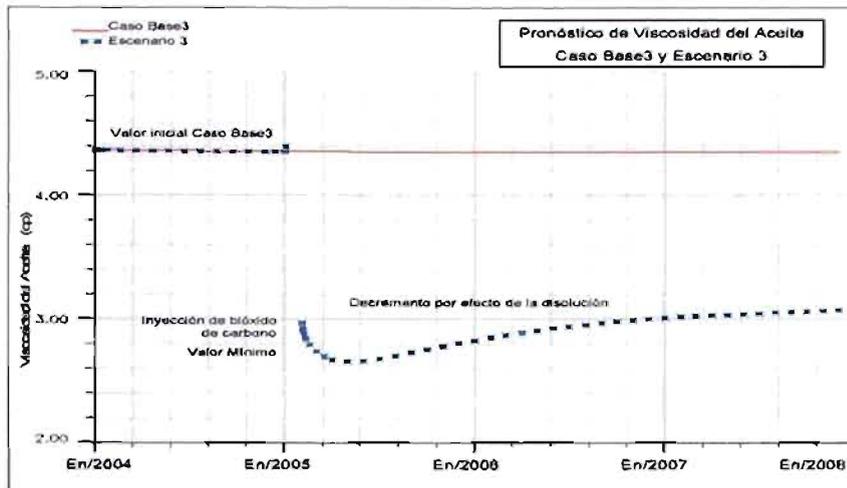


Figura VI.24 Caso Base3 y Escenario 3. Aceite bajosaturado y viscoso

Al término del análisis que se llevó a cabo sustituyendo los valores, que se obtuvieron en la corrida Escenario 3, de las variables k_{ro} , $P_{bloqueo}$, viscosidad y factor de volumen del aceite en la ecuación 6.1, se concluyó que el incremento de aceite que se obtuvo en este pozo se debió a la reducción en el valor de la viscosidad.

Con base en los resultados de este pronóstico de producción y del análisis que de ellos se hizo, se concluyó que la aplicación de un ciclo de estimulación con bióxido de carbono en un yacimiento con aceite bajosaturado y viscoso, generó un incremento de producción de aceite mayor con respecto a los pronósticos de producción de los escenarios considerados anteriormente.

Para la evaluación técnica de la respuesta del pozo al tratamiento de estimulación con bióxido de carbono se aplicó el término de Relación de Estimulación, calculándose un valor igual a 1.21, que se obtuvo como el cociente del gasto mensual promedio de aceite después de la estimulación entre el gasto mensual promedio de aceite antes de la estimulación, es decir, 85.65bpd / 70.51bpd. Como este valor resultó ser mayor a uno, se considera técnicamente factible.

El realizar un ciclo de estimulación con bióxido de carbono en este yacimiento con un fluido de las características mencionadas, dio resultados positivos en el aspecto técnico. Se hace notar que los resultados finales de una estimulación de este tipo son reflejo de las características del yacimiento y de los fluidos que éste contiene, ya que como se observó a partir de los casos anteriores, para obtener las bondades de este tipo de estimulación se

requieren condiciones muy específicas, en particular que la viscosidad del aceite posea un alto valor, es decir aceite pesados que tengan poco gas disuelto.

El Apéndice E presenta el caso de lo que podría ser considerado un ciclo de estimulación con bióxido de carbono para un pozo del campo Artesa, este campo se localiza en el sureste de la República Mexicana a 42 kilómetros al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. El campo Artesa está ubicado en el Municipio de Reforma, Chiapas y pertenece al Activo Integral Muspac.

CONCLUSIONES

En muchos casos, se tienen yacimientos con pozos de baja productividad con respecto al resto de los pozos de ese yacimiento. Varias pueden ser las causas: heterogeneidad de la formación, daño de la formación, etc. Además, se puede dar el caso que aún existiendo un proceso de recuperación secundaria, el aceite no esté siendo desplazado eficientemente por el agua inyectada. Cualquiera que sea la razón de la baja productividad de un pozo, se deben realizar esfuerzos significativos para estudiar y aplicar la técnica más adecuada para mejorar la recuperación de aceite.

En el contexto anterior, el propósito principal de este trabajo, fue estudiar la factibilidad de aplicar el proceso de recuperación mejorada conocido como estimulación cíclica con bióxido de carbono en yacimientos del área Sureste de México, simulando el proceso mediante el simulador composicional Eclipse 300.

A partir de los resultados de este estudio, se pueden establecer las conclusiones siguientes:

1) El objetivo principal al realizar un ciclo de estimulación con bióxido de carbono en un pozo productor, es disminuir la viscosidad del aceite, debido a que el ritmo de producción de aceite es inversamente proporcional a su viscosidad.

2) Cuando la presión del yacimiento se encuentre por abajo de la presión de burbujeo, la estimulación con bióxido de carbono no proporciona buenos resultados al aplicarse en yacimientos con aceites tipo ligero o negro que presenten un valor de viscosidad bajo, ya que la presencia de gas libre reduce las posibilidades de difusión del bióxido de carbono inyectado en el aceite. Además, el gas inyectado tiende a vaporizar componentes del aceite en vez de disolverse en el aceite, dando como resultado un incremento del valor de la viscosidad.

Por lo que respecta a los yacimientos con aceite viscoso, se observa que la aplicación de un proceso de este tipo proyecta resultados alentadores, ya que se logra reducir la viscosidad del aceite en un porcentaje importante; además, la relación entre el gasto de aceite después de la estimulación entre el gasto de aceite antes de la estimulación resulta ser mayor a la unidad por lo que se presume el proceso técnicamente factible.

- 3) Se recomienda el uso de simuladores para conocer el comportamiento de las variables que tiene un efecto directo en la producción de un pozo, sujeto a un proceso de estimulación con bióxido de carbono.
- 4) Un estudio enfocado a analizar la conveniencia de la implantación de un ciclo de estimulación con bióxido de carbono en un pozo, incluso teniendo resultados que muestren que se puede obtener un incremento de producción, se deben considerar los aspectos económicos asociados a la inyección del gas.
- 5) Este trabajo presenta a la estimulación con bióxido de carbono como uno de los posibles procesos de recuperación mejorada, que pudiera resolver el problema de algunos pozos con aceite viscoso y que muestran baja recuperación de aceite.
- 6) Los resultados que se obtuvieron en este estudio, combinadas con las experiencias mostradas en la literatura, permiten un mayor entendimiento de este proceso de estimulación.

APÉNDICES

APÉNDICE A. Cálculo de la Eficiencia de un Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono empleando el Método de Haskin y Alston

Se estimó la eficiencia y recuperación de aceite para el proyecto enunciado en la sección VI.6.4, correspondiente al aceite del campo Samaria Terciario, empleando el método de Haskin y Alston. La Tabla A.1 presenta las propiedades de los fluidos y del yacimiento que fueron empleados en el modelo de simulación, así como el volumen del bache de bióxido de carbono empleado en la estimulación.

Tabla A.1 Propiedades del yacimiento y aceite empleados en el Escenario 3 (apartado VI.6.4)

T =	60 °C	(140°F)
P =	160 kg/cm ²	(2275 psi)
K =	140 md	
S _{oi} =	0.75	
°API =	26	
μ _{oL} =	4.35	
B _o =	1.102 m ³ /m ³	
R _{go} =	27 m ³ /m ³	
V _{CO2} =	30 mmpc	

La presión en la Tabla A.1, es 15 kg/cm² mayor que la presión (145 kg/cm²) que se empleó en el intervalo abierto del pozo considerado en la corrida Escenario 3, esta consideración se tomó con el fin de reflejar la presión estimada en la vecindad del pozo causada por la inyección del bióxido de carbono. La Tabla A.2 muestra las propiedades del agua y aceite cuando han sido saturados con bióxido de carbono. Posteriormente estas propiedades son empleadas en la estimación de las saturaciones de los fluidos antes y después del ciclo de estimulación.

Tabla A.2 Propiedades del aceite y agua saturados con bióxido de carbono calculados con base en las referencias señaladas

Propiedad Estimada	Fuente	
R _{sCO2} =	700	Ref. 6
F _{sv} =	1.28	Ref. 6
F _{ie} =	1.038	Ref. 26
B _{oCO2} =	1.328	(F _{sv})(F _{ie})
R _{sw} =	63 pc/bl	Ref. 5
ρ _{CO2} =	0.58 g/cm ³	Ref. 5
B _w =	1.0	Ref. 6
B _g =	5.72e ⁻⁴	Ec. 3.8
μ _{oD} =	5.5	Ref. 5
μ _{oCO2} =	0.495	Ref. 6

La Tabla A.3 presenta los resultados de los cálculos efectuados con las ecuaciones 3.4, 3.6 y 3.7, para estimar las saturaciones de los fluidos en el yacimiento. En dicha Tabla, se observa que como reflejo de la disminución de la viscosidad del aceite una vez saturado con bióxido de carbono, la saturación de aceite residual pasa de un valor de 40.6 a 39.2%. Este pequeño cambio en la saturación de aceite puede producir una significativa cantidad de aceite si grandes volúmenes del yacimiento son afectados. La saturación de gas libre (bióxido de carbono) se estimó en 17.2%.

Tabla A.3 Estimación de la saturación de los fluidos en el yacimiento empleando las ecuaciones señaladas

$S_{ow} =$	$0.496 + 0.112\log(4.35 + 10) - 0.102\log 140$	$= 0.406$	Ec. 3.6
$S_{oCO_2} =$	$0.496 + 0.112\log(0.495 + 10) - 0.102\log 140$	$= 0.392$	Ec. 3.7
$S_g =$	$(0.75 - 0.406)(0.5)$	$= 0.172$	Ec. 3.4
$S_w =$	$1.0 - 0.172 - 0.406$	$= 0.422$	

Finalmente la Tabla A.4 muestra los cálculos y resultados de la recuperación de aceite al aplicarse un ciclo de estimulación en el yacimiento empleando las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.5. Se observa que el volumen de aceite afectado por la inyección de bióxido de carbono es igual a 18,887.4 barriles de aceite, a pesar de que parte del gas inyectado se disolvió en el agua del yacimiento y de haber creado una saturación de gas. Aproximadamente el 20.1% de este valor es producido. Por lo tanto, la recuperación de aceite atribuible a la estimulación es de 3,796 barriles.

Tabla A.4 Estimación de la recuperación de aceite empleando las ecuaciones 3.2 y 3.3

$$f_{ap} = \frac{\frac{0.406}{1.102} - \frac{0.392}{1.343}}{\frac{0.406}{1.102}} = 0.201$$

$$V_{ac} = \left(\frac{30 \times 10^6}{700} \right) \left(\frac{(0.406)(700)}{\frac{(0.406)(700)}{1.102} + \frac{0.172}{5.72 \times 10^{-4}} + \frac{(0.422)(63)}{1.0}} \right) = 18,887.4$$

$$N_p = (0.201)(18,887.4) = 3,796 \text{ bls}$$

Este valor obtenido resultó ser menor si se compara con los 6,700 bpd calculados en el apartado VI.6.4, sin embargo, en ambos casos la aplicación de este tipo de proceso reflejó ser positivo. Es importante remarcar que dichos resultados deben ser tomados como una primera aproximación.

APÉNDICE B. Archivo de Datos Tipo que se emplea en el Simulador Composicional Eclipse 300 para generar Pronósticos de Producción

A continuación se presenta el Archivo de Datos (*.DATA) para generar la corrida denominada caso Escenario 3, cuyos resultados son presentados en el apartado VI.5.4. Es importante señalar que la estructura de este archivo es la que emplea el Simulador Eclipse 300.

```
=====
-- Archivo de Datos: Escenario 3
-- Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono: Inyección de un mmpcd de este gas
-- durante 30 días a partir del 1 de enero del 2005, terminado este periodo el pozo es
-- reabierto a producción.
=====
```

RUNSPEC

```
TITLE
    ESCENARIO 3
START
    1 'JAN' 2004 /
FIELD
RADIAL
DIMENS
    10 1 15 /
GAS
OIL
WATER
FULLIMP
COMPS
    6 /
NSTACK
    40 20 /
EQLDIMS
    1 100 10 1 20 /
REGDIMS
    15 2* 1 0 /
TABDIMS
    1 1 190 120 15 20 20 1 1 1 1 1 0 /
WELLDIMS
    2 15 2 2 5 10 5 4 3 /
DIFFUSE
```

GRID

```
INRAD
    0.25 /
DRV
    0.369 0.855 1.978 4.577 10.593 24.514 56.728 131.276 303.789 703.007 /
BOX
    1 10 1 1 1 15 /
DTHETA
    150*360 /
ENDBOX
EQUALS
    'DZ'          10 1 10 1 1 1 1 / Estrato 1
    'PERMR'       35 /
    'PERMTHT'    35 /
    'PORO'       0.087 /
    'TOPS'      4500 /
    'DZ'         10 1 10 1 1 2 2 / Estrato 2
    'PERMR'     47.5 /
```

'PERMTHT'	47.5 /
'PORO'	0.097 /
'DZ'	10 1 10 1 1 3 3 / Estrato 3
'PERMR'	148 /
'PERMTHT'	148 /
'PORO'	0.111 /
'DZ'	10 1 10 1 1 4 4 / Estrato 4
'PERMR'	202 /
'PERMTHT'	202 /
'PORO'	0.160 /
'DZ'	10 1 10 1 1 5 5 / Estrato 5
'PERMR'	190 /
'PERMTHT'	190 /
'PORO'	0.130 /
'DZ'	10 1 10 1 1 6 6 / Estrato 6
'PERMR'	148.5 /
'PERMTHT'	148.5 /
'PORO'	0.170 /
'DZ'	10 1 10 1 1 7 7 / Estrato 7
'PERMR'	175 /
'PERMTHT'	175 /
'PORO'	0.170 /
'DZ'	10 1 10 1 1 8 8 / Estrato 8
'PERMR'	160 /
'PERMTHT'	160 /
'PORO'	0.080 /
'DZ'	10 1 10 1 1 9 9 / Estrato 9
'PERMR'	182 /
'PERMTHT'	182 /
'PORO'	0.140 /
'DZ'	10 1 10 1 1 10 10 / Estrato 10
'PERMR'	172 /
'PERMTHT'	172 /
'PORO'	0.130 /
'DZ'	10 1 10 1 1 11 11 / Estrato 11
'PERMR'	125 /
'PERMTHT'	125 /
'PORO'	0.120 /
'DZ'	10 1 10 1 1 12 12 / Estrato 12
'PERMR'	130 /
'PERMTHT'	130 /
'PORO'	0.105 /
'DZ'	10 1 10 1 1 13 13 / Estrato 13
'PERMR'	137.5 /
'PERMTHT'	137.5 /
'PORO'	0.120 /
'DZ'	10 1 10 1 1 14 14 / Estrato 14
'PERMR'	191 /
'PERMTHT'	191 /
'PORO'	0.116 /
'DZ'	10 1 10 1 1 15 15 / Estrato 15
'PERMR'	150 /
'PERMTHT'	150 /
'PORO'	0.157 /

/
COPY

'PERMR' 'PERMZ' /

/
MULTIPLY

'PERMZ' 0.1 /

/

PROPS

ROCK

2000 3.2e-006 /

DENSITY

47.62 62.42 /

PVTW

2000.69 1.05 3.54e-006 0.96 9.21e-006 /
RTEMP 140 /
EOS
 PR3 /
NCOMPS 6 /
PRCORR
CNAMES
 'CO2'
 'N2'
 'C1'
 'GP1'
 'GP2'
 'GP3' /
MW
 44.01
 28.013
 16.043
 44
 109
 482.1601759 /
OMEGAA
 6*0.457235529 /
OMEGAB
 6*0.077796074 /
TCRIT
 548.459999999228
 227.160000017685
 343.079999988516
 677.170658538896
 1025.56681856824
 1724.28440067794 /
PCRIT
 1071.33110996644
 492.312649984577
 667.78169597908
 707.05445407785
 441.821625886159
 101.51371786682 /
VCRIT
 1.50573518528055
 1.4416613476324
 1.5698090225908
 2.95244531391619
 6.92091594762012
 30.8702911377462 /
ZCRIT
 0.2740777974
 0.2911514044
 0.2847294766
 0.2872652492
 0.2778389204
 0.1893569639 /
SSHIFT
 -0.0427303367439383
 -0.131334238607036
 -0.144265618878948
 -0.0826720032640265
 -0.0630891061987563
 0.432781698158983 /
ACF
 0.225
 0.04
 0.013
 0.1416040304
 0.3486104435
 1.413646253 /
BIC
 -0.012

0.1	0.1		
0.1	0.1	0.0153462	
0.1	0.1	0.03668000001	0
0.1	0.1	0.07177643002	0 0 /

PARACHOR

78			
41			
77			
	153.2		
	335.2		
	1215.996041	/	

VCRITVIS

1.50573518528055			
1.4416613476324			
1.5698090225908			
2.95244531391619			
6.92091594762012			
30.8702911377462	/		

ZCRITVIS

0.2740777974			
0.2911514044			
0.2847294766			
0.2872652492			
0.2778389204			
0.1693569639	/		

ZI

0.01306186879			
0.01438927057			
0.286728489			
0.06600036638			
0.04007800806			
0.5797419972	/		

SWFN

0.22	0	7	
0.3	0.07	4	
0.4	0.15	3	
0.5	0.24	2.5	
0.6	0.33	2	
0.8	0.65	1	
0.9	0.83	0.5	
1	1	0	/

SGFN

0.0000	0.0000	0.0000	
0.0400	0.0000	0.2000	
0.1000	0.0220	0.5000	
0.2000	0.1000		1.0000
0.3000	0.2400		1.5000
0.4000	0.3400		2.0000
0.5000	0.4200		2.5000
0.6000	0.5000		3.0000
0.7000	0.8125		3.5000
0.7800		01.0000	3.9000 /

SOF3

0	0	0	
0.2	0	0	
0.38	0.00432	0	
0.4	0.0048	0.004	
0.48	0.05288		0.02
0.5	0.0649	0.036	
0.58	0.11298		0.1
0.6	0.125	0.146	
0.68	0.345	0.33	
0.7	0.4		0.42
0.74	0.7		0.6
0.78	1	1	/

SOLUTION

EQUIL

4542 2500 4800 0 100 /

SUMMARY

DATE
ALL
RUNSUM

SCHEDULE

WELSPECS

'SA-0121A' 'G' 1 1 1 'OIL' 7' /
'CO2S121A' 'G' 1 1 1 'GAS' /

/

COMPDAT

'SA-0121A' 1 1 8 8 'OPEN' 1' 1' 0.5 3' 'Z' 1' /
'CO2S121A' 1 1 8 8 'OPEN' 2' 0.5 3' 'Z' 1' /

/

WCONPROD

'SA-0121A' 'OPEN' 'BHP' 5' 2000 1' /

/

DATES

1 'JAN' 2005 /

/

WELOPEN

'SA-0121A' 'SHUT' 0 0 0 2' /

/

DATES

2 'JAN' 2005 /

/

WELLSTRE

CO2 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /

/

WELLINJE

'CO2S121A' 'STREAM CO2 GAS' 1' 1' 1000 /

/

DATES

1 'FEB' 2005 /

/

WELOPEN

'CO2S121A' 'SHUT' 0 0 0 2' /
'SA-0121A' 'OPEN' 0 0 0 2' /

/

WCONPROD

'SA-0121A' 'OPEN' 'BHP' 5' 2000 1' /

/

DATES

31 'DEC' 2007 /

/

END

APÉNDICE C. Cálculo de la Difusión en el simulador Eclipse 300

La teoría de doble porosidad asume que el flujo de los fluidos que aporta el medio poroso toma lugar en las fracturas. La matriz actúa solamente como un medio de almacenamiento de los fluidos del yacimiento, y éstos se transfieren de la matriz hacia la red de fracturas. En un modelo de simulación las celdas representan a la matriz y a las fracturas. Diferentes propiedades son asignadas para cada medio.

La difusión es un proceso de transporte de masa asociado con el movimiento aleatorio de las moléculas. La difusión se presenta por la presencia de un gradiente: molecular, térmico y de presión.

La definición del coeficiente de difusión para el componente i en una mezcla, en Eclipse 300, esta dado por la expresión siguiente:

$$J_i = -cD_i \frac{\partial x_i}{\partial d} \dots\dots\dots(B.1)$$

donde

c es la concentración molar total dada por $c = 1 / vm$

vm es el volumen molar de la mezcla

J_i es la densidad de flujo molar del componente i por unidad de área

D_i es el coeficiente de difusión del componente i

$\partial x_i / \partial d$ es el gradiente de la fracción molar del componente i

Por lo tanto, Eclipse 300 requiere emplear los coeficientes de difusión y las fracciones molares de cada componente, para calcular su equilibrio termodinámico.

En un medio poroso, con aceite y gas presentes, a parte de las concentraciones molares se toma en cuenta la saturación, S , y la porosidad, ϕ , así que

$$J_i = J_{io} + J_{ig} \dots\dots\dots(B.2)$$

donde

$$J_{io} = - \left(\phi S_o b_o^m D_{io} x_i \frac{\partial x_i}{\partial d} \right) \dots\dots\dots(B.3)$$

Nótese que se denota la diferencia entre los coeficientes de difusión del aceite y gas, como:

D_{io} y D_{ig}

La difusión que se presenta entre dos celdas es proporcional al área de la sección transversal entre ellas e inversamente proporcional a la distancia entre ellas. El flujo de la difusión entre celdas se define:

$$F_i^{diff} = F_{io}^{diff} + F_{ig}^{diff} \dots\dots\dots(B.4)$$

donde

$$F_{io}^{diff} = T_D D_{io} (S_o b_o^m) \Delta x_i \dots\dots\dots(B.5)$$

$$F_{ig}^{diff} = T_D D_{ig} (S_g b_g^m) \Delta y_i \dots\dots\dots(B.6)$$

donde x_i, y_i son las fracciones molares de la fase líquida y gaseosa respectivamente, y T_D esta dada por la expresión:

$$T_D = \frac{\phi A}{d} \dots\dots\dots(B.7)$$

donde

- A es el área transversal
- ϕ es la porosidad
- d es la distancia entre las celdas a partir de su centro
- T_D es claramente una analogía de la transmisibilidad para la difusividad, donde la porosidad reemplaza a la permeabilidad.

Cálculo de la Difusión Matriz-Fractura

La difusión entre la matriz y fractura es proporcional al volumen y tamaño de la celda de la matriz:

$$TD = DIFFMMF \phi_m V \sigma \dots\dots\dots(B.8)$$

donde

- ϕ_m es la porosidad de la celda de la matriz
- V es el volumen de la celda de la matriz
- σ es un factor para cuantificar el área en la interfase matriz-fractura por unidad de volumen. Kazemi ha propuesto la siguiente expresión para su determinación:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \dots\dots\dots(B.9)$$

Donde l_x, l_y y l_z son típicamente las dimensiones x,y,z de los bloques que dan origen al volumen de matriz. En la expresión de arriba, l_x, l_y y l_z no están relacionados con las dimensiones de la malta de simulación.

APÉNDICE D. Resultados del Simulador Eclipse 300 al simular el Estudio Experimental del Coeficiente de Difusión Efectivo en Medios Porosos³⁶

Introducción

En este Apéndice se presentan y se comparan los resultados obtenidos con el simulador Eclipse 300 y los alcanzados en el estudio experimental desarrollado por Ricardo Islas³⁶ para el cálculo del coeficiente de difusión efectivo en medios porosos homogéneos no consolidados.

Se construyó un modelo de simulación que representara las características físicas de la celda PVT, el medio poroso y de los fluidos nitrógeno y hexano contenidos en dicha celda, así como las condiciones iniciales de presión y temperatura del experimento.

La Figura D.1 presenta el esquema de la celda empleada en el experimento de laboratorio³⁶ para determinar el coeficiente de difusión efectivo y su modelo de simulación empleado en Eclipse 300.

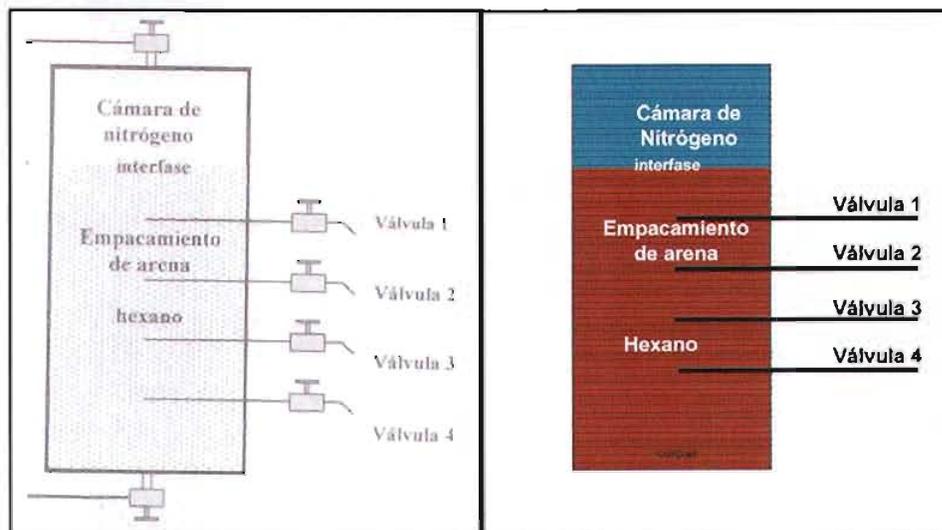


Figura D.1 Esquema de la celda PVT del experimento³⁶ para determinar el coeficiente de difusión efectivo y su modelo de simulación en Eclipse 300.

Experimento

La celda PVT consiste de un cilindro de acrílico de diámetro interno de 6.7 cm y una altura de 40 cm. La celda se encuentra parcialmente llena con arena cuya porosidad media es 44%. Se encuentran localizadas cuatro válvulas a lo largo de la celda, a partir de estas válvulas muestras de fluido pueden ser analizadas para determinar la concentración del nitrógeno en el hexano. La distancia de las válvulas 1, 2, 3 y 4, a partir de la interfase es 4.1, 9.1, 14.1 y 19.1 cm, respectivamente.

Inicialmente la celda PVT está completamente llena con hexano, posteriormente se inyecta nitrógeno en la parte superior de la celda, desplazando hexano hasta que se alcanza el medio poroso, y se llena completamente la cámara con nitrógeno. En este momento se inicia el experimento. Las condiciones iniciales de presión y temperatura son: 39.6 psia y 35°C respectivamente. Una vez que el experimento inició, la presión y la concentración de los fluidos, hexano y nitrógeno, fueron monitoreados a diferentes tiempos y distancia a partir de la interfase, empleando las cuatro válvulas. El tiempo de duración de dicho experimento fue de 700 horas.

En el estudio experimental se determinó el coeficiente de difusión efectivo del nitrógeno en el hexano por concentraciones, el cual resultó ser de $D_{l,eff} = 0.3280 \text{ cm}^2/\text{hora} = 0.9111 \cdot 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg}$.

Resultados del Experimento empleando el Simulador Eclipse 300

En el modelo de simulación se generó un modelo que representara exactamente las condiciones iniciales del experimento, así como las características físicas de la celda y del medio poroso y de los fluidos que ésta contiene. En dicho modelo de simulación se empleó el coeficiente de difusión efectivo del nitrógeno en el hexano que fue calculado del experimento en laboratorio. Los resultados obtenidos en Eclipse 300 se presentan a continuación:

La Figura D.2 muestra la gráfica de los datos de concentración de nitrógeno en hexano obtenidos con el simulador. Se observa que la concentración de nitrógeno tiende a aumentar conforme transcurrió el tiempo, y disminuyó conforme aumentó la distancia de la válvula hacia la interfase.

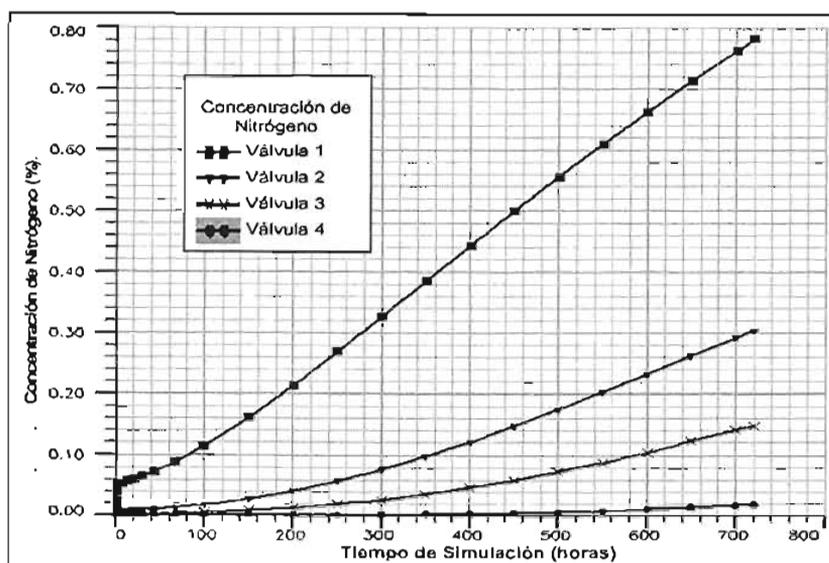


Figura D.2 Variación de la concentración de nitrógeno en el hexano a diferentes tiempos y según la posición de las válvulas

En la Tabla D.1 se muestra la comparación de los resultados de la concentración de nitrógeno y hexano obtenidos con el modelo de simulación y los obtenidos mediante el análisis de cromatografía del experimento en laboratorio³⁶, para la diferente toma de muestras de hexano que se hicieron en cada válvula. Se observa que no se tiene una buena correlación entre lo calculado por simulación y experimentalmente.

Tabla D.1 Comparación de la concentración de nitrógeno y hexano obtenidos con el modelo de simulación y de laboratorio³⁶

Válvula	Distancia de la interfase (cm)	Laboratorio ³⁵		Eclipse 300		Laboratorio ³⁵		Eclipse 300	
		Concentración a 336 horas		Concentración a 336 horas		Concentración a 696 horas		Concentración a 696 horas	
		hexano	nitrógeno	hexano	nitrógeno	hexano	nitrógeno	hexano	nitrógeno
1	4.1	99.77	0.23	99.60	0.40	99.60	0.40	99.24	0.76
2	9.1	99.81	0.19	99.91	0.09	99.68	0.32	99.71	0.29
3	14.1	99.83	0.17	99.96	0.04	99.70	0.30	99.86	0.14
4	19.1	99.86	0.14	99.99	0.01	99.76	0.24	99.98	0.02

En la gráfica de la Figura D.3, están graficados los valores de presión que se obtuvieron con el modelo de simulación, además, estos valores se comparan con los registrados en el experimento de laboratorio³⁶ obtenidos mediante un manómetro. Como se puede observar en la gráfica, sólo al inicio de la corrida se tiene un buen ajuste con los datos experimentales, posteriormente la presión del modelo de simulación se mantiene por arriba de lo calculado en laboratorio. Lo anterior implica que el modelo de simulación no reproduce el proceso de difusión que se presentó en laboratorio, es decir, el modelo acusó un menor proceso de difusión.

Por otra parte, es necesario señalar que Eclipse 300 sólo contempla el proceso de difusión molecular, como se presentó en el Apéndice C y, en el estudio experimental se presentó, además de la difusión molecular, la dispersión mecánica y dispersión hidrodinámica. La dispersión mecánica está asociada con la velocidad del fluido en los vórtices y con la presencia de un medio poroso. La dispersión hidrodinámica es la combinación de la difusión molecular y la dispersión mecánica.

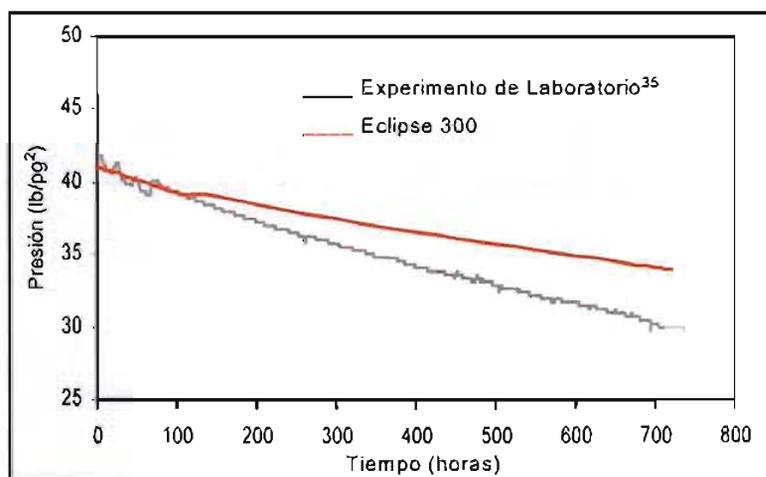


Figura D.3 Comparación de los resultados de presión obtenidos experimentalmente³⁶ y con el modelo de simulación

Del análisis de los resultados y comentarios anteriores se concluye que el simulador no reprodujo el comportamiento experimental de la presión y de los cambios de concentración del nitrógeno en el hexano para diferentes tiempos y longitudes del sistema de una manera exacta, sin embargo, se describió un comportamiento similar. Con base en lo mencionado, se puede señalar que los resultados que se obtuvieron al simular el proceso de estimulación con bióxido de carbono en pozos del campo Samaria son aceptables y deberán ser considerados como una primera aproximación.

APÉNDICE E. Ciclo de Estimulación con Bióxido de Carbono en el Pozo Artesa 13

Introducción

La inyección de bióxido de carbono al campo Artesa, es el primer proyecto a nivel nacional de esta naturaleza. Nació como un proyecto Ecológico, con el fin de reducir el venteo a la atmósfera del bióxido de carbono producido por el campo Carmito, y no como Recuperación Mejorada³⁷.

Descripción del campo Artesa

El campo Artesa se localiza en el sureste de la República Mexicana a 42 kilómetros al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. El campo pertenece al Activo Integral Muspac y está ubicado en el Municipio de Reforma, Chiapas. La Figura D.1 presenta la ubicación del campo Artesa.



Figura D.1 Localización del campo Artesa³⁸

El campo Artesa, geológicamente se encuentra en el área denominada Chiapas-Tabasco. Las rocas que constituyen al yacimiento son carbonatos, formando una trampa de tipo estructural.

El yacimiento de edad Cretácico Medio es de calizas microfracturadas, con un volumen original de hidrocarburos de 196 mmbbls, en un área de 20 km². La roca es caliza con dolomitización incipiente de edad Cretácico Medio. La matriz es compacta con un sistema de microcavidades de disolución, interconectadas por una red de microfracturas, que comunican a su vez a fracturas mayores.

El aceite producido por los pozos del campo Artesa, pertenece a un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento en etapa de bajosaturación, cuya presión de burbuja, a la temperatura de yacimiento, 112°C, es 293 kg/cm². La Tabla D.1 presenta las características generales de la formación y de los fluidos del campo Artesa.

Tabla D.1. Información general de la formación y de los fluidos del campo Artesa³⁸

ANTECEDENTES	
Pozo descubridor	Artesa 1
Año de perforación del pozo descubridor	1977
Inicio de explotación	1977
YACIMIENTO	
Formación productora	Cretácico Medio
Tipo de yacimiento	Aceite Negro
Área (km ²)	20
Espesor neto (m)	86
Profundidad media (mbNM)	3500
Porosidad promedio (%)	4
Permeabilidad (mD)	10-80
Presión inicial (kg/cm ²)	380
Presión actual (kg/cm ²)	325
Presión de saturación (Pb) (kg/cm ²)	293
Temperatura de Yacimiento (°C)	112
Factor de Volumen del Aceite a Pb (m ³ /m ³)	1.572
Relación Gas Disuelto Aceite a Pb (m ³ /m ³)	170.17
Densidad del Aceite a Pb (gr/cm ³)	0.665
Viscosidad del Aceite a Pb (cp)	1.175
Densidad del aceite residual (gr/cm ³)	0.899
Densidad del aceite residual (°API)	26
Viscosidad del Aceite residual (cp)	9.25
Densidad relativa del Gas (aire=1)	0.782
Contenido de CO ₂ en el aceite (%Mol)	2.450
Contenido de H ₂ S en el aceite (%Mol)	0.0
Saturación de agua Inicial (%)	25
Salinidad (PPM)	80000
Contacto agua-aceite original (mbNM)	3525

Historia de producción e inyección de bióxido de carbono en el campo Artesa

El campo Artesa inició su explotación en agosto de 1977 con el pozo Artesa 1; su producción inicial fue de 7,758 bpd de aceite y 10 mmcpd de gas; en febrero de 1979 alcanzó su máxima producción de 37,900 bpd de aceite y 62 mmcpd de gas. La Figura D.2 muestra la historia de presión-producción del campo Artesa. En la gráfica de RGA contra tiempo de producción, se observa un incremento de esta relación a partir de inicios del 2002, esto indica la irrupción del bióxido de carbono inyectado en los pozos productores. Por otro lado, en la gráfica de Presión de fondo cerrado al nivel de referencia (Pws_ ndr) contra tiempo de producción, se observa un incremento de la presión media del yacimiento, producto del proceso de recuperación mejorada.

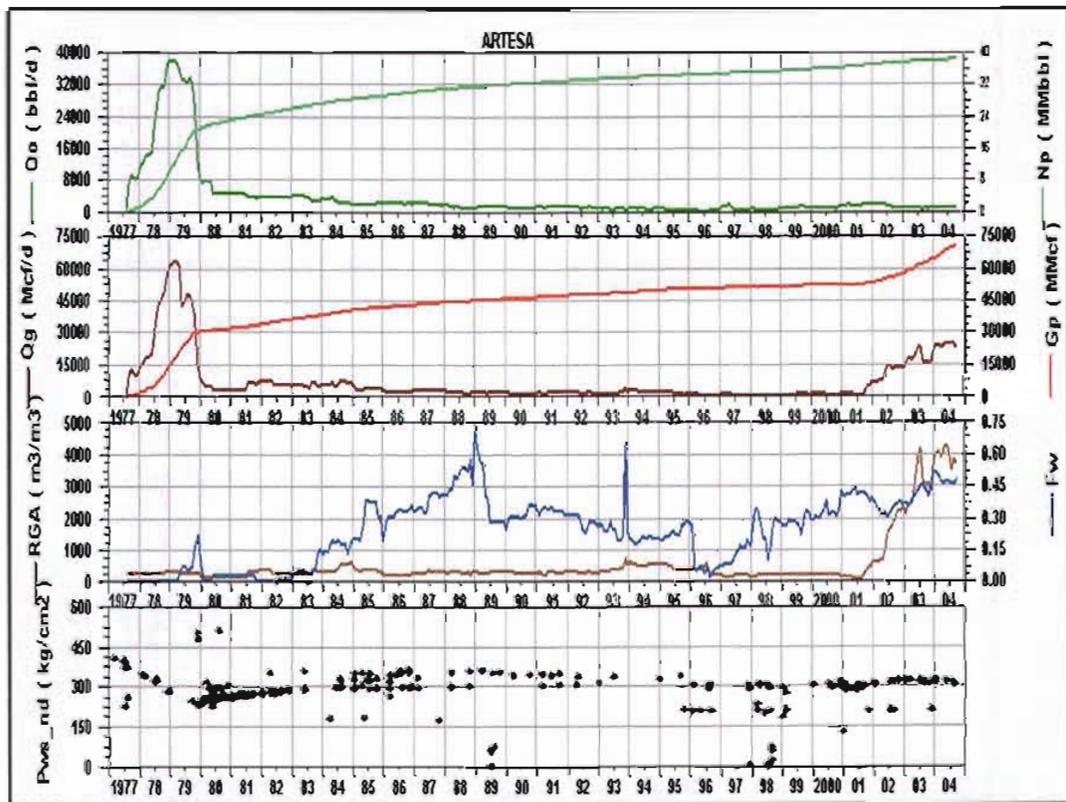


Figura D.2 Historia de presión-producción del campo Artesa³⁷

Con el fin de reducir el venteo a la atmósfera del bióxido de carbono producido por los pozos del campo Carmito, se decidió inyectar este gas en el campo Artesa³⁷. La Figura D.3 muestra la localización del campo Artesa como productor de aceite negro y del campo Carmito como productor de importantes volúmenes de bióxido de carbono, ambos localizados en la Región Sur del país.

Los pozos Artesa 13 y 15 fueron seleccionados debido a que se encontraba en la cima de la formación y ambos se encontraban cerrados por presiones igualadas.

Los estudios experimentales y de simulación³⁷ mostraron que la presión mínima de miscibilidad entre el bióxido de carbono y el aceite del campo Artesa era de 380 kg/cm². El aumento en la presión de saturación para cada cantidad de bióxido de carbono inyectado, así como el hinchamiento que sufre el aceite debido a la solubilidad del bióxido de carbono, se presentan en las Figuras D.5 y D.6.

La Figura D.5 muestra el comportamiento de la variación de la presión de saturación por inyección en el laboratorio de diferentes volúmenes de bióxido de carbono al aceite caracterizado del pozo Artesa 22, donde se determinó una presión mínima de miscibilidad de 380 kg/cm². Además, se muestra que para los fluidos del campo Artesa la presión de saturación se va incrementando conforme se inyectan diferentes gastos de bióxido de carbono, hasta un valor de 380 kg/cm², donde las variaciones ya son mínimas.

La Figura D.6 muestra la variación del porcentaje de hinchamiento a medida que aumenta la presión de saturación cuando se está inyectando el bióxido de carbono¹². El hinchamiento máximo obtenido a la presión de saturación, fue de 30%.

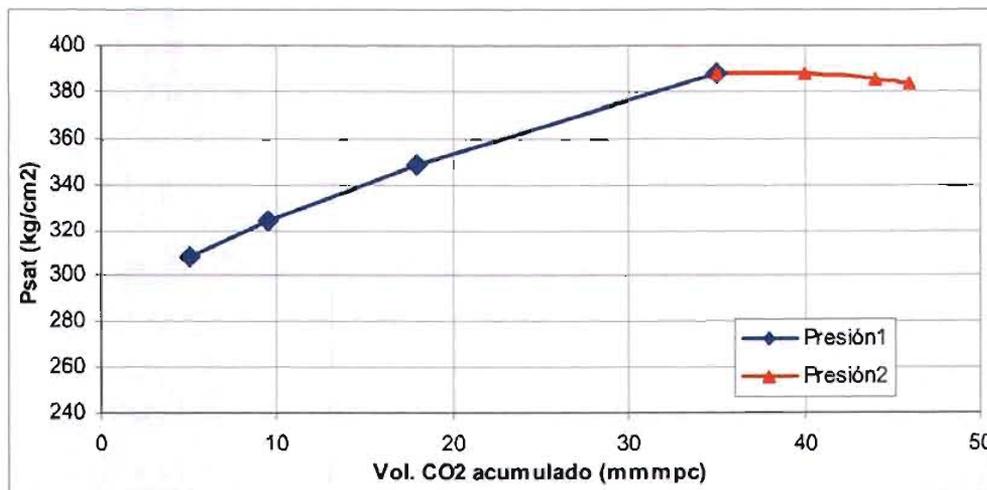


Figura D.5 Variación de la presión de saturación de la mezcla contra volumen inyectado acumulado de bióxido de carbono³⁷

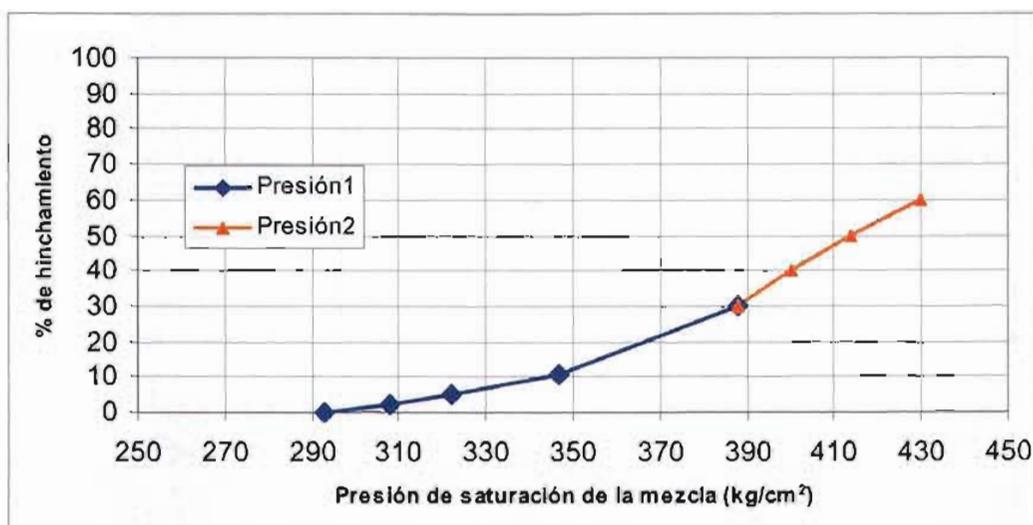


Figura D.6 Variación del hinchamiento del aceite por aumento de la presión de saturación al inyectar bióxido de carbono³⁷

Antecedentes del Proyecto: Inyección de Bióxido de Carbono en el campo Artesa³⁷

Noviembre de 1995 – Julio del 2001

En noviembre de 1995, se terminó el estudio integral del campo Carmito, en el cual se propuso separar, del gas producido, el bióxido de carbono, a través de una tecnología de membranas. El bióxido de carbono que se produciría se estimó cercano a los 80 mmpcd, por lo que la alternativa del venteo no era recomendable. Para ello, la compañía involucrada propuso, antes de reiniciar la explotación del campo Carmito, identificar un campo adecuado en donde se inyectara el bióxido de carbono.

En septiembre de 1996, se propuso el campo Artesa como almacén del gas venteado e inició la elaboración e integración de las bases de concurso para desarrollar la ingeniería, construcción, instalación, pruebas, arranque y operación del sistema de compresión y líneas de inyección. En agosto de 1997 y en junio de 1998, se realizó la reparación mayor de los pozos Artesa 13 y Artesa 15, respectivamente, para acondicionarlos como inyector de bióxido de carbono.

En julio del 2001, inició la inyección de bióxido de carbono en el campo Artesa, empleando como pozo inyector al Artesa 15. En septiembre de 2003 se dejó de inyectar en Artesa 15 y se inició a inyectar en Artesa 13. En enero del 2004, el Artesa 13 presentó problemas operativos por lo que se decidió dejar de inyectar en este pozo y se reinició la inyección en Artesa 15.

El pozo Artesa 15 se encuentra a 1.12 km alejado del Artesa 13. El Artesa 15 ha tenido dos etapas de inyección: la primera, de julio del 2001 a agosto del 2003, donde inyectó un promedio diario de 24.5 mmpc de bióxido de carbono en el intervalo 3340-3390 m, alcanzando un volumen de gas inyectado acumulado para ese periodo de 18.65 mmpc, y la segunda del 15 de enero del 2004 a la fecha de este trabajo (diciembre del 2004), inyectando un promedio diario de 22.6 mmpc de bióxido de carbono en el intervalo 3340-3390 m, alcanzando un volumen de gas inyectado acumulado para ese periodo de 5.55 mmpc. El volumen acumulado total de gas inyectado, por el pozo Artesa 15, en el campo Artesa es de 24.2 mmpc.

Historia de Producción-Inyección del Pozo Artesa 13

El pozo Artesa 13 fue perforado en junio de 1978 y fue terminado en el intervalo 3460 - 3485 m, perteneciente a la formación KM. Entró a producción en noviembre de ese mismo año y en marzo de 1979 alcanzó su máxima producción de 6020 de aceite bpd y 9.2 mmpcd de gas. En julio de 1979 el pozo fue cerrado por presiones igualadas ya que manejaba alto porcentaje de agua (20%). El pozo se mantuvo cerrado, durante veinte años, hasta que se acondicionó como pozo inyector de gas en agosto de 1997, el intervalo abierto siguió siendo 3460-3485 m. La Figura D.3 muestra la historia de presión-producción del pozo Artesa 13 hasta antes de la inyección.

Se señala que el pozo Artesa 13 se abrió en enero del 2003 debido a que presentó un incremento de presión en la cabeza del pozo, la producción inicial de aceite fue de 226 bpd y produjo hasta agosto de ese mismo año cuando se cerró por igualarse las presiones en su cabeza y línea de descarga, para ese momento, la producción de aceite era de 6 bpd. Durante los ocho meses que estuvo produciendo el pozo, alcanzó una acumulada de aceite de 32 mil barriles.

El incremento de presión que se registró en el Artesa 13 es resultado de la inyección que se llevaba a cabo en el Artesa 15 desde julio del 2001.

En septiembre del 2003 se cerró el pozo inyector Artesa 15 y se empezó a inyectar en el Artesa 13. La decisión de cambiar de pozo inyector fue con base en los análisis de producción de aceite y gas de los pozos del campo Artesa (irrupción del gas inyectado en los pozos Artesa 3, 13 y 22).

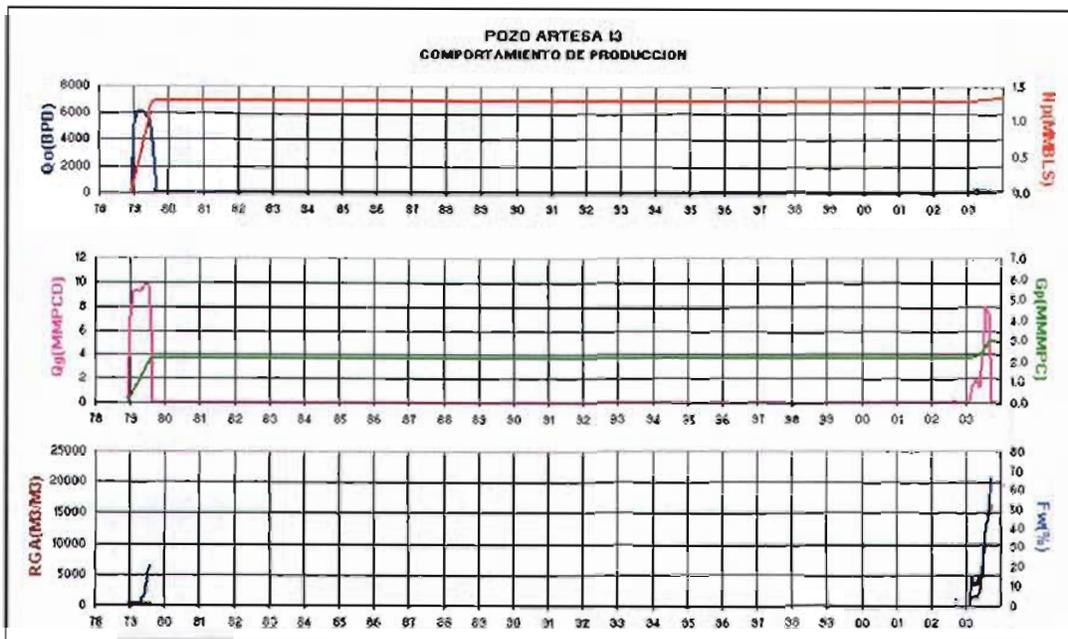


Figura D.3 Historia de producción del pozo Artesa 13³⁷

El 1º de septiembre del 2003 se inició a inyectar bióxido de carbono en el pozo Artesa 13, en el intervalo abierto: 3460-3485 m perteneciente a la formación KM. El pozo estuvo operando a partir de la fecha mencionada hasta el 14 de enero del 2004 (117 días efectivos de operación), con un gasto promedio de 24 mmpcd, alcanzando un volumen acumulado de gas inyectado en ese periodo igual a 3.06 mmmpc. Después del día 14 de enero del 2004, se dejó de inyectar en este pozo por manifestar el intervalo abierto baja admisión. Dadas estas condiciones de operación, la presión de inyección se tenía que incrementar, se decidió dejar de inyectar en el pozo y se continuó inyectando en el pozo Artesa 15.

El 15 de enero del 2004, el pozo Artesa 13 fue abierto a producción ya que presentaba alta presión en la cabeza. El pozo inició con una producción de 46 bpd de aceite y 5.10 mmpcd de gas; en septiembre de ese mismo año alcanzó su máxima producción con 209 bpd de aceite y 8.96 mmpcd de gas. Las producciones acumuladas a noviembre del 2004 de aceite y gas son 34,000 bls y 2.69 mmmpc, respectivamente. La Figura D.4 presenta la historia de producción del pozo Artesa 13 cuando se abrió a producción, una vez que se dejó de inyectar bióxido de carbono. Se observa en la misma figura, que la producción de aceite después de alcanzar su máxima producción de aceite declina de manera significativa.

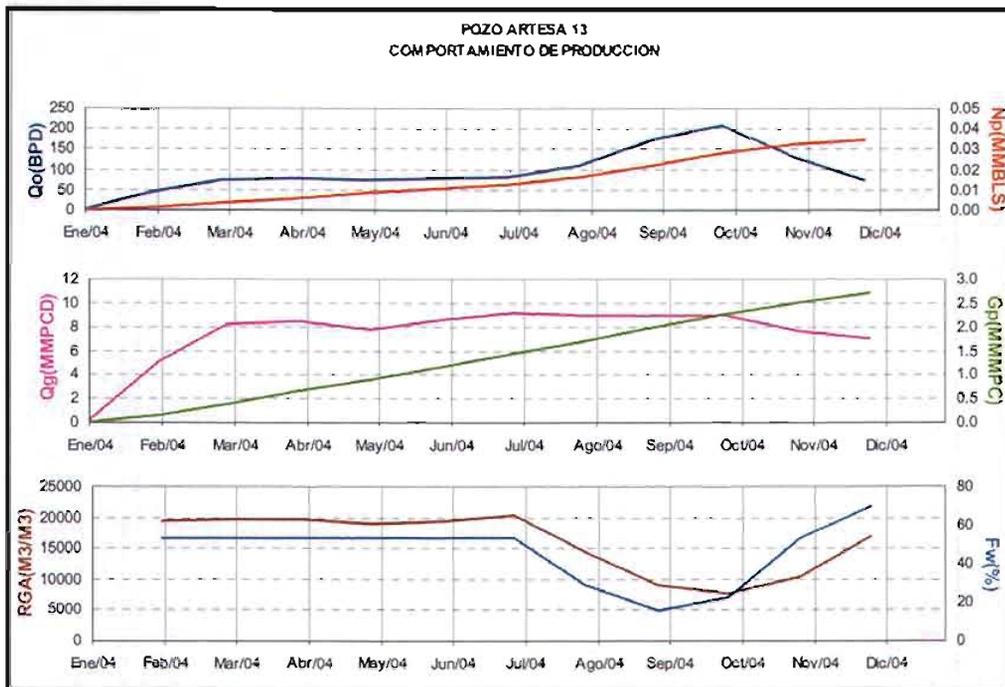


Figura D.4. Historia de producción del pozo Artesa 13, a partir que dejó de inyectar bióxido de carbono³⁷

La situación operativa que se presentó en el pozo Artesa 13, se asocia con el proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono. Puesto que se realizó un ciclo de inyección, en un pozo con baja producción de aceite. Dicho ciclo de estimulación consistió en la inyección promedio de 24 mmpcd de bióxido de carbono, por un periodo de 117 días, y posteriormente, al abrir el pozo, se observó producción de aceite. Es importante señalar que la última vez que produjo aceite fue en julio de 1979.

Es necesario apuntar que la producción de aceite obtenida en el Artesa 13 no es resultado únicamente del ciclo de estimulación efectuado en el pozo, ya que el campo Artesa ha estado sujeto a un proceso de recuperación mejorada (inyección de bióxido de carbono) desde julio del 2001, pero es indudable que la estimulación efectuada en el pozo Artesa 13 tuvo resultados positivos.

Con base en lo anterior, es preciso realizar un estudio más detallado para determinar el porcentaje de aceite producido en el pozo Artesa 13, por influencia de la estimulación con bióxido de carbono y por recuperación mejorada.

NOMENCLATURA

B	factor de volumen
C	concentración molar
D	coeficiente de difusión efectivo
E	eficiencia del proceso de estimulación cíclica con bióxido de carbono
f	fugacidad
f_{op}	fracción de aceite alterado producido
F_a	factor de expansión
F_{ta}	factor de expansión termal
h	altura
k	permeabilidad
k_r	permeabilidad relativa
L	fase líquida
n	número de moles
N	densidad de flujo molar
N_c	número de ciclos en el proceso de estimulación con bióxido de carbono
N_p	recuperación de aceite
p_i	máxima presión de inyección en el fondo del pozo
p	presión
q	gasto
r	distancia en la dirección radial
R	radio capilar
R_s	relación de solubilidad
S	saturación
t	tiempo
T	temperatura
\bar{v}	velocidad promedio del flujo viscoso
V	fase vapor
V_{ao}	volumen de aceite alterado
V_c	volumen de CO ₂ en cada ciclo de estimulación por pie de formación
V_{iCO_2}	volumen inyectado de CO ₂ en superficie
x	componente líquido en la mezcla
y	componente gas en la mezcla
z	componente en la mezcla
Z	factor de desviación

Δ	diferencial
ρ	densidad
μ	viscosidad
ϕ	porosidad

Subíndice

c	crítico
CO ₂	bióxido de carbono
g	fase gas
i	condición inicial
o	fase aceite
r	residual
s	saturation
w	fase agua

REFERENCIAS

1. Taber, J. J. y Martin, F. D.: "EOR Screening Criteria Revisited: Part 1-Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", *SPE* (Agosto 1997).
2. Patton, J. T., Coats, K. H., y Spence, K.: "Carbon Dioxide Well Stimulation: Part 1 – A Parametric Study", *JPT*, (Agosto 1982) 1798-1804.
3. Rivera, R. J.: Apuntes de la Asignatura Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, DEPI., UNAM, México (2003).
4. Thomas G. A. y Monger-McClure, T. G.: "Feasibility of Cyclic CO₂ Injection for Light-Oil Recovery", Artículo SPE 20208 presentado en la SPE/DOE Symposium on EOR en Tulsa, OK., Abril 22 – 25, 1991.
5. Crawford, H. R., Neil, G. H., y Bucy, B. J.: "Carbon Dioxide – A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation", *JPT* (Marzo 1963), 237-242.
6. Simon, R. y Graue, D. J.: "Generalized Correlations for Predicting Solubility, Swelling and Viscosity Behavior of CO₂-Crude Oil Systems", *JPT* (Enero 1965) 102-106.
7. Holm, L. W.: "Carbon Dioxide Solvent Flooding for Increased Oil Recovery", *Trans.*, AIME **216** (1959), 225.
8. Stalkup, F. I.: Miscible Displacement, Monografía SPE, Vol. 8, Dallas, TX (1983)
9. Arteaga, M.: Curso Recuperación Secundaria y Mejorada, Pemex-PEP, Villahermosa, Tab. (Julio 15-19), 1996.
10. Hutchinson, C. A., y Braun, P. H.: "Phase Relations of Miscible Displacement in Oil Recovery", Artículo presentado en la AIChE-SPE Joint Symposium en San Francisco, Diciembre 1959.
11. Yellig, W. F. y Metcalfe, R. S.: "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures", *JPT* (Enero 1980), 160-168.
12. Holm, L. W. y Josendal, V. A.: "Discussion of Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures", *JPT* (Enero 1980), 860-871.
13. Miller, B. J.: "Design and Results of a Shallow, Light Oilfield-Wide Application of CO₂ Huff 'n' Puff Process", Artículo SPE 20268 presentado en la SPE/DOE Seventh Symposium on EOR en Tulsa, OK., Abril 22 – 25, 1990.
14. Olenick, S., Schroeder, F. A., Haines, H. K. y Monger-McClure, T. G.: "Cyclic CO₂ Injection for Heavy-Oil Recovery in Halfmoon Field: Laboratory Evaluation and Pilot Performance", Artículo SPE 24645 presentado en la 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE en Washington, DC., Octubre 4-7, 1992.
15. Hara, S. K. y Christman, P. G.: "Investigation of a Cyclic Countercurrent Light-Oil/CO₂ Immiscible Process", Artículo SPE 20207 presentado en el SPE/DOE Seventh Symposium on EOR en Tulsa, OK., Abril 22 – 25, 1990.
16. Patton, J. T., Sigmund, P., Evans, B. y Ghose, S.: "Carbon Dioxide Well Stimulation: Part_2 – Design of Aminoil's North Bolsa Strip Project", *JPT* (Agosto 1982) 1805-1810.

17. Bardon, C. P., Karaoguz, D. y Tholance, M.: "Well Stimulation by CO₂ in the Heavy Oil Field of Camurlu in Turkey", Artículo SPE 14943 presentado en la SPE/DOE Fifth Symposium on EOR en Tulsa, OK., Abril 20 – 23, 1986.
18. Emanuel, A. S., Tang, R. W. y Fong, W. S.: "Analytic and Numerical Model Studies of Cyclic CO₂ Injection Projects", Artículo SPE 22934 presentado en la 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE en Dallas, TX., Octubre 6-9, 1991.
19. Hsu H. H. y Brugman, R. J.: "CO₂ Huff 'n' Puff Simulation Using a Compositional Reservoir Simulator", Artículo SPE 15503 presentado en la 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE en New Orleans, LA., Octubre 5-8, 1986.
20. Palmer, F. S., Landry, R. W. y Bou-Mikael, S.: "Design and Implementation of Immiscible Carbon Dioxide Displacement Projects (CO₂ Huff-Puff) in South Louisiana", Artículo SPE 15497 presentado en la 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE en New Orleans, LA., Octubre 5-8, 1986.
21. Monger, T. y Ramos, J.: "Light Oil Recovery From Cyclic CO₂ Injection: Influence of Low Pressures, Impure CO₂, and Reservoir Gas", Artículo SPE 18084 presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE en Houston, TX., Octubre 2-5, 1988.
22. Haskin, H. K. y Alston, R. B.: "An evaluation of CO₂ Huff 'n' Puff Tests in Texas", *JPT* (Febrero 1989) 177-184.
23. Craig, F. C. Jr.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monografía SPE, **Vol. 3**, Richardson, TX (1971).
24. Craze, R. C. y Buckley, S. E.: "A Factual Analysis of the Effect of Well Spacing on Oil Recovery", *Drill & Prod. Prac.* (1945).
25. Arps, J. J.: "Estimation of Primary Oil Reserves", *Trans.*, AIME, **Vol 207** (1956).
26. Standing, M. B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oilfield Hydrocarbon Systems*, SPE, Richardson, TX (1977).
27. Coordinación de Diseño Samaria, PEMEX-PEP: Documento Técnico del Estudio de Inyección de Gas Nitrógeno al Complejo Antonio J. Bermúdez, Reforma, Chis. (2000).
28. Subdirección de Planeación, PEMEX-PEP: Documento Reservas de los Campos de la Región Sur, Villahermosa, Tab. (2003).
29. Schlumberger-HRT: Estudio Integral de los Yacimientos del Complejo Antonio J. Bermúdez, Denver, COL. (2002).
30. Coordinación de Diseño de Explotación Samaria: Base de Datos del Complejo Antonio J. Bermúdez, Reforma, Chis. (2004).
31. Core Laboratories, Inc.: "Reservoir Fluid Study Samaria No. 106 Well. Samaria Field", Dallas, TX. Septiembre 28, 1977.
32. Schlumberger: Manual de Referencia-PVTi versión 2002a.
33. Schlumberger: Manual de Referencia-Eclipse 300 versión 2002a.
34. Rodríguez G, F.: Apuntes de la Asignatura Fundamentos de Simulación Numérica de Yacimientos, DEPFI., UNAM, México (2004).

35. Renner, T.A.: "Measurement and Correlation of Difusión Coefficients for CO₂ and Rich-Gas Applications", SPE (Mayo 1988), 517-523.
36. Islas J, R., Samaniego V, F. y Pérez R, C.: "Experimental Study of Effective Difusión in Porous Media", Artículo SPE 92196 presentado en la Internacional Petroleum Conference en Puebla, México, Noviembre 8-9, 2004.
37. Caracterización de Yacimientos del Proyecto CCA-6401:"Estudio Integral del Campo Artesa, Región Sur". I.M.P.,1999
38. Coordinación de Diseño de Explotación Muspac: Base de Datos del Proyecto Carmito-Artesa, Reforma, Chis. (2004).