

EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> MISCIBLE  
UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA

CINDY MILDRED GUERRERO PABÓN

HÉCTOR IVÁN ZAMORA ABAD

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2011

EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> MISCIBLE  
UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA

CINDY MILDRED GUERRERO PABÓN

HÉCTOR IVÁN ZAMORA ABAD

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
**INGENIEROS DE PETROLEOS**

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro  
M. Sc. Ingeniería de Petróleos

M. Sc. Fabián Camilo Yatte Garzón

Co-Director

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2011

## DEDICATORIA

### **A Dios**

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

### **A ti Madre Flor**

Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias por tus consejos y el amor que siempre me has brindado.

¡Gracias por darme la vida!

### **A ti Padre Jairo**

A quien le debo todo en la vida, te agradezco el cariño, la comprensión, la paciencia y el apoyo que me brindaste para culminar mi carrera profesional.

¡Te quiero mucho!

### **A Karen y Liliana**

Por todos aquellos momentos que hemos compartido, por su apoyo, amistad y complicidad. Las adoro.

¡Gracias!

### **A mi amor Juan Pablo**

Por llenar mi vida de luz y alegría, por tu apoyo, amor y comprensión. ¡Gracias!

A todas aquellas personas que de alguna forma ayudaron a que este sueño se hiciera realidad. Especialmente a mi compañero de tesis Héctor, Tania, Sophe y Leidy por su amistad, cariño y apoyo.

A la **Universidad Industrial de Santander**, la **Facultad de Ingenierías Físico Químicas** y en especial a **GRM** por permitirme ser parte de una generación de gente productiva para el país.

¡Gracias!

***Cindy Mildred Guerrero Pabón***

## DEDICATORIA

A dios por todas las bendiciones, porque cada mañana me da la energía y fuerza necesaria para cumplir con cada una de mis metas y mis sueños.

A mi mama hermosa Mónica Abad por ser la mejor mama del mundo te amo mucho, siempre me ayudaste a madurar y a conocer mis aspectos positivos y reconocer mis errores.

A mi papa José Zamora por su apoyo incondicional, por tener toda esa confianza en mí y ser un excelente padre te quiero mucho papi.

A mi hermanito Juanpi que lo amo con todas las fuerzas de mi corazón y es todo para mí, eres uno de los motivos por los que cada día me levanto y me esfuerzo por cumplir mis sueños.

A mi abuelita, Nuri Benítez, por ser siempre una alcahueta te adoro, eres adorable, dulce, tierna, maravillosa, sencillamente eres mi súper abuela recupérate rápido.

A mi abuelito que desde el cielo ve este triunfo nunca te olvidare siempre te llevo en mi corazón y mi mente te extraño, muchas gracias por hacer mi infancia llena de felicidad.

A toda mi familia que me apoyó en esta etapa de mi vida, infinitas gracias de verdad y de corazón.

Tia Julia, Tio Edgar, Geña, Tia Mayo, Tio Erwin, Juli, Jesu, gracias por apoyarme y confiar en mí, porque sin ustedes esta etapa de mi vida no habría sido tan mágica y maravillosa.

A mi colegio la Salle y todos los profesores que me formaron como persona mil gracias, La Sallista 100 % siempre.

A todo el GRM: Ingenieros, tesistas y auxiliares, muchas gracias por darme esta oportunidad y por su apoyo y confianza durante la realización de este proyecto, en especial al M sc Samuel Muñoz gracias por todo su apoyo, al nuevo M sc Camilo Yatte por su guía durante el desarrollo de la tesis gracias mi llave, y a todos los Ingenieros del grupo por su colaboración y apoyo en la realización de este trabajo.

Muchas gracias Ingeniero Víctor Lara por su tiempo e interés en nuestro proyecto un bacán chamo mil gracias por siempre darnos una mano en momentos difíciles.

A mi compañera de tesis, por compartir conmigo momentos desesperantes y juntos con dedicación y ganas lograr un excelente trabajo.

A mi parche y una persona muy especial por su apoyo en todo este proceso, Moni, Tavo, Mono, Jorge, Diego, César, gracias de corazón por todo, ustedes hicieron este tiempo maravilloso, divertido, lleno de risas y carcajadas, Dios los bendiga a todos. Mil y mil gracias de corazón por hacer este sueño posible, los quiero mucho.

***Héctor Iván Zamora Abad.***

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del trabajo desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

La universidad Industrial de Santander por darnos la oportunidad de ser parte de ella, a cada uno de sus docentes por formarnos como las grandes personas y profesionales que somos hoy.

La Escuela de ingeniería de petróleos UIS y todos sus profesores, por contribuir y compartir todo el conocimiento durante nuestra formación profesional

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por dirigirnos y exigirnos para que las cosas salieran bien, por el tiempo dedicado para compartir sus conocimientos y aconsejarnos de la mejor manera para desarrollar un gran proyecto.

A los ingenieros Camilo Yatte, Jorge Mario Palma, Nelsón León, Fernando Londoño de GRM, William navarro y Víctor Lara, por su colaboración y orientación en la dirección de nuestro trabajo.

Agradecemos sinceramente y de corazón a todas aquellas personas que en algún momento nos dieron un gesto sincero de apoyo e hicieron posible la realización de la tesis.

A todos nuestros compañeros del GRM por todos sus consejos y recomendaciones, por todos los momentos divertidos que hicieron ameno el desarrollo de este trabajo, por su apoyo y colaboración.

¡Muchas Gracias a todos!

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>22</b>
<b>1 PROCESO DE ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> MISCIBLE .....</b>	<b>24</b>
<b>1.1 GENERALIDADES DE LA ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> .....</b>	<b>24</b>
1.1.1 Descripción del Proceso.....	24
1.1.2 Miscibilidad del CO <sub>2</sub> .....	27
<b>1.2 IMPORTANCIA DEL USO DEL CO<sub>2</sub> COMO MÉTODO DE RECOBRO.....</b>	<b>29</b>
<b>1.3 ANTECEDENTES .....</b>	<b>30</b>
1.3.1 Aplicación de la estimulación con CO <sub>2</sub> en Colombia .....	30
1.3.2 Aplicación de la estimulación con CO <sub>2</sub> en el mundo.....	31
<b>1.4 SCREENING TÉCNICO DEL PROCESO ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> .....</b>	<b>42</b>
<b>1.5 DETERMINACIÓN DE CONDICIONES MISCIBILIDAD .....</b>	<b>44</b>
1.5.1 Miscibilidad al Primer Contacto .....	44
1.5.2 Proceso de Miscibilidad por Múltiples Contactos .....	45
<b>1.6 DEFINICIÓN DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD.....</b>	<b>48</b>
1.6.1 Factores que afectan la presión mínima de miscibilidad .....	50
<b>1.7 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN.....</b>	<b>52</b>
1.7.1 Selección del pozo candidato.....	52
1.7.2 Facilidades de superficie para un proceso de estimulación con CO <sub>2</sub> .....	53
1.7.2.1 Volumen requerido de CO <sub>2</sub> para la inyección del piloto.....	53
1.7.2.2 Fuente de CO <sub>2</sub> .....	54
1.7.2.3 Fuente de CO <sub>2</sub> en Colombia.....	54
1.7.2.4 Propiedades del CO <sub>2</sub> .....	55
1.7.2.5 Tiempo de construcción de las facilidades.....	55
1.7.2.6 Normas aplicables en su diseño.....	55
1.7.3 Descripción del procedimiento de diseño para la ejecución del proceso .....	56
1.7.3.1 Acondicionamiento del pozo.....	56
1.7.3.2 Inyección.....	57
1.7.3.3 Operación. ....	60
1.7.3.4 Periodo de cierre y descarga del pozo. ....	64
1.7.4 Tratamiento del CO <sub>2</sub> .....	65
1.7.5 Análisis de Riesgos para un proyecto de CO <sub>2</sub> .....	66
<b>2 SIMULACIÓN NÚMÉRICA DEL PROCESO DE ESTIMULACION.....</b>	<b>68</b>
<b>2.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN.....</b>	<b>68</b>
2.1.1 Selección del software de simulación .....	69
2.1.2 Selección de los datos de yacimiento y operacionales del modelo .....	69

<b>2.2</b>	<b>CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN .....</b>	<b>70</b>
2.2.1	Definición del enmallado de simulación .....	70
2.2.2	Condiciones iniciales .....	72
2.2.3	Modelo de fluidos .....	72
2.2.3.1	Ingreso del número de componentes .....	73
2.2.3.2	Reducción del número de componentes .....	77
2.2.3.3	Pruebas de miscibilidad .....	77
2.2.3.4	Miscibilidad del CO <sub>2</sub> .....	77
2.2.3.5	PVT composicional .....	83
2.2.3.6	Propiedades de los fluidos .....	83
<b>2.3</b>	<b>CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS POZOS.....</b>	<b>84</b>
<b>2.4</b>	<b>VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS INICIALES.....</b>	<b>85</b>
<b>2.5</b>	<b>AJUSTE DE LAS CONDICIONES PARA LA GENERACIÓN DE LA MISCIBILIDAD</b>	<b>86</b>
2.5.1	Ajuste de la presión del yacimiento.....	86
2.5.1.1	Modelo con modificadores de volumen .....	87
2.5.1.2	Modelo con anillo de confinamiento .....	88
2.5.2	Refinamiento del modelo.....	91
2.5.2.1	Refinamiento cartesiano .....	92
2.5.2.2	Refinamiento híbrido.....	93
2.5.2.3	Miscibilidad del CO <sub>2</sub> con los fluidos del yacimiento.....	94
<b>2.6</b>	<b>APLICACIÓN DE LA DE ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> MISCIBLE .....</b>	<b>96</b>
2.6.1	Presión de miscibilidad.....	96
2.6.2	Tiempo de inicio del proceso de inyección .....	97
2.6.3	Duración del ciclo de estimulación .....	97
2.6.4	Efectividad técnica del proceso.....	98
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES....</b>	<b>101</b>
<b>3.1</b>	<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL .....</b>	<b>101</b>
3.1.1	Análisis de sensibilidad convencional para el volumen inyectado de CO <sub>2</sub> .....	102
3.1.2	Análisis de sensibilidad convencional para la tasa acumulada .....	103
3.1.3	Análisis de sensibilidad convencional para la presión de yacimiento.....	105
3.1.4	Análisis de sensibilidad convencional saturacion de aceite y la transferencia de masa	106
3.1.5	Análisis de sensibilidad - tiempos de remojo .....	107
3.1.6	Análisis de sensibilidad - tiempos de remojo para la tasa acumulada.....	107
3.1.7	Análisis de sensibilidad diferentes tiempos de remojo para la presión de yacimiento. ....	108
3.1.8	Análisis de sensibilidad con diferentes tiempos de remojo para la saturación de aceite y la transferencia de masa del CO <sub>2</sub> al crudo. ....	109

<b>3.2</b>	<b>RELACIÓN GAS INYECTADO CONTRA PRODUCCIÓN INCREMENTAL .....</b>	<b>110</b>
<b>3.3</b>	<b>EVALUACIÓN FINANCIERA.....</b>	<b>111</b>
<b>3.4</b>	<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO (CMOST).....</b>	<b>113</b>
3.4.1	Caso base y parámetros operacionales de estudio .....	114
3.4.2	Valores máximos y mínimos y determinación de las funciones objetivo .....	115
3.4.3	Análisis de resultados .....	116
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>119</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>120</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>121</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>125</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades de la roca y fluidos del Campo Frank J. Bollicch .....	34
Tabla 2. Datos del yacimiento y fluido del Campo West Sak.....	35
Tabla 3. Datos del yacimiento y fluido del Campo Jiangsu.....	37
Tabla 4. Resultados de la estimulación con CO <sub>2</sub> del Campo Jiangsu.....	38
Tabla 5. Resultados de la segunda estimulación en el Campo Jiangsu .....	38
Tabla 6. Campos crudo ligero donde se ha aplicado estimulación con CO <sub>2</sub> .....	39
Tabla 7. Campos crudo ligero donde se ha aplicado estimulación con CO <sub>2</sub> .....	40
Tabla 8. Campos crudo pesado donde se ha aplicado estimulación con CO <sub>2</sub> ..	41
Tabla 9. Screening técnico del proceso de estimulación .....	42
Tabla 10. Características generales del grid de simulación.....	70
Tabla 11. Propiedades de la roca y fluido del modelo de simulación.....	72
Tabla 12. Composición del solvente .....	73
Tabla 13. Composición del fluido del yacimiento .....	74
Tabla 14. Propiedades del C7+ .....	74
Tabla 15. Prueba Liberación a Composición Constante.....	75
Tabla 16. Experimento de Liberación Diferencial.....	76
Tabla 17. Prueba de Hinchamiento.....	76
Tabla 18. Prueba de separador .....	76
Tabla 19. Composición del aceite, solvente.....	81
Tabla 20. Composición del aceite.....	82
Tabla 21. Composición para el solvente .....	82
Tabla 22. Condiciones de operación de los pozos para el caso base .....	85
Tabla 23. Propiedades de la roca .....	90
Tabla 24. Etapas del ciclo de inyección .....	98
Tabla 25. Pérdidas por producción diferida. ....	108
Tabla 26. Ingresos al inyectar un volumen de 1'000.000 ft <sup>3</sup> /día de CO <sub>2</sub> .....	112
Tabla 27. Egresos al inyectar un volumen de 1'000.000 ft <sup>3</sup> /día de CO <sub>2</sub> .....	112
Tabla 28. Ingresos al inyectar un volumen de 2'000.000 ft <sup>3</sup> /día de CO <sub>2</sub> .....	112

Tabla 29. Egresos al inyectar un volumen de 2'000.000 ft <sup>3</sup> /día.....	113
Tabla 30. Parámetros de operación bases para el análisis de sensibilidad....	115
Tabla 31. Parámetros mínimos y máximos para el análisis de sensibilidad ...	115
Tabla 32. Datos para la prueba de liberación diferencial .....	135

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Periodo de inyección para el proceso de estimulación con CO <sub>2</sub> .....	25
Figura 2. Periodo de remojo para el proceso de estimulación con CO <sub>2</sub> .....	25
Figura 3. Periodo de producción para el proceso de estimulación con CO <sub>2</sub> .....	26
Figura 4. Dióxido de carbono a condiciones inmiscibles – 1000 psi. ....	27
Figura 5. Comienzo del desarrollo de la miscibilidad – 1500 psi.....	28
Figura 6. Miscibilidad del CO <sub>2</sub> con el aceite – 2500 psi .....	28
Figura 7. Parte del líquido comienza a condensarse .....	29
Figura 8. Estado final – Gas inmiscible.....	29
Figura 9. Proyectos con CO <sub>2</sub> en EE.UU y Canadá .....	32
Figura 10. Tasa de producción con y sin estimulación para Campo West Sak.	36
Figura 11. Miscibilidad primer contacto.....	45
Figura 12. Mecanismo de Condensación a T y P constantes .....	46
Figura 13. Mecanismo de Vaporización a T y P constantes .....	47
Figura 14. Representación de un proceso inmiscible a P1 y T1 (A) .....	49
Figura 15. Representación de un proceso miscible a P 2 y T1 .....	49
Figura 16. Procedimiento para la factibilidad del proceso de estimulación.....	52
Figura 17. Procedimiento de diseño del proceso de estimulación con CO <sub>2</sub> .....	52
Figura 18. Factores que influyen en el diseño de las facilidades del proceso ...	53
Figura 19. Pasos fundamentales para realizar un proceso de estimulación ...	56
Figura 20. Árbol de válvulas para la inyección de CO <sub>2</sub> .....	57
Figura 21. Unidad de adquisición de datos.....	58
Figura 22. Unidad de Fracturamiento Hidráulico.....	59
Figura 23. Manifold de succión modificado.....	59
Figura 24. Cold Down o enfriamiento de líneas. ....	60
Figura 25. Facilidades de superficie para la inyección.....	61
Figura 26. Centro de operaciones.....	61
Figura 27. Efecto Joul Thonmson .....	62
Figura 28. Equipo de bombeo intermedio o Skid. ....	63
Figura 29. Bomba de la cisterna (Booster) .....	63

Figura 30. Bomba Tríplex .....	64
Figura 31. Metodología de simulación para el modelo conceptual .....	68
Figura 32. Enmallado de simulación vista 3D .....	71
Figura 33. Enmallado de simulación vista lateral .....	71
Figura 34. Metodología implementada durante la generación del PVT .....	73
Figura 35. Ajuste de la prueba hinchamiento con la solubilidad del CO <sub>2</sub> .....	78
Figura 36. Ajuste de la prueba liberación diferencial con solubilidad del CO <sub>2</sub> ..	78
Figura 37. Ajuste del GOR & Volumen relativo aceite con solubilidad del CO <sub>2</sub>	79
Figura 38. Ajuste de la viscosidad del aceite & gas con la solubilidad del CO <sub>2</sub>	79
Figura 39. Ajuste del volumen relativo del aceite con la solubilidad del CO <sub>2</sub> ....	80
Figura 40. Ajuste de la densidad del gas y aceite con la solubilidad del CO <sub>2</sub> ...	80
Figura 41. Diagrama ternario obtenido con Winprop .....	82
Figura 42. Curva de permeabilidad relativa Agua - Aceite .....	83
Figura 43. Curva de permeabilidad relativa Gas - líquido .....	84
Figura 44. Presión promedio del yacimiento resultados iniciales.....	85
Figura 45. Tasa instantánea de aceite resultados iniciales.....	86
Figura 46. Modelo con modificador de volumen .....	87
Figura 47. Comparación de la presión del yacimiento con y sin VolMod .....	88
Figura 48. Anillo de confinamiento.....	88
Figura 49. Presión del yacimiento, variando la porosidad del anillo.....	89
Figura 50. Factor de recobro, variando la porosidad del anillo .....	90
Figura 51. Presión del yacimiento.....	91
Figura 52. Refinamiento cartesiano del modelo de simulación .....	92
Figura 53. Refinamiento Híbrido del modelo.....	93
Figura 54. Comparación de los dos tipos de refinamiento .....	94
Figura 55. Transferencia de masa en el refinamiento cartesiano .....	95
Figura 56. Transferencia de masa en el refinamiento híbrido .....	95
Figura 57. Resultados de las pruebas de SlimTube .....	96
Figura 58. Presión del yacimiento a los dos años.....	97
Figura 59. Tiempo de aplicación del ciclo de inyección .....	98
Figura 60. Tasa aceite con inyección de CO <sub>2</sub> y producción primaria.....	99

Figura 61. Factor de recobro.....	100
Figura 62. Metodología implementada durante el análisis de sensibilidad. ....	101
Figura 63. Metodología del análisis de sensibilidad convencional. ....	102
Figura 64. Análisis de sensibilidad con diferentes volúmenes de inyección ...	103
Figura 65. Tasa acumulada con diferentes volúmenes de inyección.....	104
Figura 66. Presión del yacimiento, variando el volumen de inyección.....	105
Figura 67. Saturación de aceite a 1'000.000 ft <sup>3</sup> y 2'000.000 ft <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> /día .....	106
Figura 68. Transferencia de masa a 1'000.000 y 2'000.000 ft <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> /día. ....	106
Figura 69. Tasa instantánea de aceite a diferentes tiempos de remojo.....	107
Figura 70. Tasa acumulada de aceite a diferentes tiempos de remojo.....	108
Figura 71. Presión de yacimiento a diferentes tiempos de remojo.....	109
Figura 72. Perfil de saturación de aceite a diferentes tiempos de remojo.....	110
Figura 73. Transferencia de masa a diferentes tiempos de remojo. ....	110
Figura 74. Relación ft <sup>3</sup> de CO <sub>2</sub> contra barril de crudo recuperado .....	111
Figura 75. Análisis de sensibilidad asistido (CMOST) .....	114
Figura 76. Diagrama tornado para la tasa acumulada de aceite.....	116
Figura 77. Diagrama tornado para la tasa instantánea de aceite. ....	117
Figura 78. Equipo de la Burbuja Ascendente.....	127
Figura 79. Esquema del Equipo de la Prueba de la Burbuja Ascendente.....	128
Figura 80. Sistema de Slim tube (sts 700) .....	130
Figura 81. Estimación de la PMM mediante la prueba Slim Tube para el Ful F S @293°F.....	131
Figura 82. Plataforma del simulador CMG .....	132
Figura 83. Definición de componentes.....	133
Figura 84. Definición de la composición del solvente de inyección.....	134
Figura 85. Prueba experimental de liberación a composición constante .....	135
Figura 86. Prueba experimental de hinchamiento.....	136
Figura 87. Regresión de las pruebas PVT .....	137
Figura 88. Regresión de parámetros .....	137
Figura 89. Límites de las variables .....	138
Figura 90. Ventana para el Component Lumping .....	139

Figura 91. Opción de Múltiples Contactos .....	141
Figura 92. Composición primaria del gas (CO <sub>2</sub> ).....	142
Figura 93. Exportación de la composición EOS y el Black Oil PVT .....	143
Figura 94. Modelo Black Oil .....	143
Figura 95. Parámetros para la prueba de hinchamiento .....	144
Figura 96. Propiedades del agua .....	145

## **LISTA DE ANEXOS**

ANEXO A. Métodos para determinar la presión mínima de miscibilidad

ANEXO B. Guía de simulación para la generación de un PVT en Winprop.

## RESUMEN

TÍTULO: “EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> MISCIBLE UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA”.\*

AUTORES: CINDY MILDRED GUERRERO PABÓN  
HÉCTOR IVÁN ZAMORA ABAD\*\*

**Palabras claves:** Estimulación con CO<sub>2</sub>, Miscibilidad, Análisis de sensibilidad, parámetros operacionales.

Al momento de determinar el esquema de desarrollo de un campo, se deben evaluar diferentes alternativas para seleccionar la que mejor se ajuste a las condiciones del yacimiento, y así obtener el mayor incremento en el factor de recobro.

El CO<sub>2</sub> representa el 88 % de las emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia. Este CO<sub>2</sub> puede ser inyectado de forma continua o cíclica en el yacimiento. Sin embargo, la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> es una alternativa más económica y con menor riesgo que se puede aplicar en yacimientos pequeños o estratificados, se buscó establecer la factibilidad técnica de implementar este proceso usando simulación numérica y análisis de sensibilidad.

Esta técnica ha sido aplicada en Colombia, pero su ejecución presenta problemas operacionales. Lo que se busca con este proyecto es encontrar una solución a estos problemas haciendo que el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> sea tenido en cuenta en Colombia como método EOR.

Se determinan las condiciones de operación favorables para el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible, desarrollando un modelo base de simulación que reproduce el proceso para un pozo en el cual se inyecta el CO<sub>2</sub> miscible y se observa el comportamiento de la estimulación con CO<sub>2</sub> en el pozo.

Posteriormente, se lleva a cabo el análisis de sensibilidad para determinar los parámetros de operación y de yacimiento relevantes sobre el proceso, bajo estas condiciones particulares de estudio. En los parámetros estudiados se encuentran: ubicación del pozo, tasas de inyección/producción para cada ciclo, número de ciclos y duración de cada uno, presión mínima de miscibilidad, entre otras.

Finalmente, se seleccionan los parámetros operacionales que tienen mayor incidencia en el análisis de sensibilidad, para la implementación de la estimulación con CO<sub>2</sub>.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos.  
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro  
Co-director: M. Sc. Fabián Camilo Yatte Garzón

## ABSTRACT

TITTLE: EVALUATION OF A STIMULATION PROCESS USING MISCIBLE CO<sub>2</sub> WITH NUMERICAL SIMULATION\*

AUTHORS: CINDY MILDRED GUERRERO PABÓN  
HECTOR IVAN ZAMORA ABAD\*\*

KEYWORDS: Stimulation with CO<sub>2</sub>, Miscibility, Sensitivity Analysis, Operational parameters.

At moment of determine the schedule of develop of a field, should be evaluate different alternatives to select the best suited to the conditions of the reservoir, and obtain the largest increment in the recovery factor.

Carbon Dioxide accounts for 88% of emissions of greenhouse gases in Colombia. This CO<sub>2</sub> can be injected in two ways: continuous or cyclical in the reservoir. However, stimulation with CO<sub>2</sub> is a cheaper alternative with less economic risk that can be applied in small or laminated reservoirs, sought to establish the technical feasibility of implementing this process using numerical simulation and optimization tools.

This technique has been applied in Colombia but its implementation presents operational problems. This project seeks to find a solution to these problems by making the process of stimulation with CO<sub>2</sub> will take into account as EOR method.

In this paper determine the operating conditions favorable for the process of miscible CO<sub>2</sub> stimulation, developing a conceptual model simulation that reproduces the process for a well in which CO<sub>2</sub> is injected miscible and observed the behavior of the CO<sub>2</sub> stimulation in the well.

Subsequently, was realized a sensitive analysis to determine operating parameters relevant to the process under this conditions of study. The parameters studied were: rates of injection / production cycle, cycles and duration of each, minimum miscibility pressure, among others.

Finally, were selected the operational parameters that had greater impact on the sensibility analysis and were identified the best scenarios for implementing the process.

---

\*Degree Graduate Project - Thesis

\*\*Faculty of Physic - Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

Co-director: M. Sc. Fabián Camilo Yatte Garzón

## INTRODUCCION

La inyección cíclica de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) al yacimiento se hace con el objetivo principal de recuperar los hidrocarburos que aún se encuentran atrapados en el subsuelo y constituye una técnica que se aplica principalmente en yacimientos estratificados donde no hay comunicación entre pozos. Además ha causado gran interés ya que es fácil de implementar siempre y cuando se conozcan y se cuenten con todas las condiciones necesarias, y no requiere una gran inversión de capital en algunos casos.

Los proyectos de recobro mejorado usando CO<sub>2</sub> como un solvente miscible han estado operando desde 1970. Recientemente, esta técnica ha recibido una mayor atención debido a que tiene la capacidad de hinchamiento del crudo, reducir la saturación residual de aceite y normalmente la presión de miscibilidad es sustancialmente más baja en procesos donde se usa el CO<sub>2</sub>, que en procesos donde se utilizan otros fluidos tales como el gas seco, gas de chimenea o nitrógeno. Esta es la principal ventaja de los procesos miscibles con CO<sub>2</sub> ya que la miscibilidad puede alcanzarse a presiones moderadas del yacimiento.

La fuente de suministro de CO<sub>2</sub> para procesos miscibles, pueden ser de origen natural, industrial o de unidades químicas. El uso de las emisiones de CO<sub>2</sub> producido de los gases de combustión ofrece un beneficio adicional de poder almacenarlas en el yacimiento, que de otra manera serían emitidas a la atmósfera.

Se evaluó la factibilidad técnica y efectividad del comportamiento del proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible, desarrollándose un estudio completo de simulación numérica de yacimiento.

Esta técnica fue investigada desarrollando un modelo conceptual de simulación en el simulador composicional GEM (Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator) de la compañía CMG (Computer Modelling Group), para recrear el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible. Identificando los principales parámetros operacionales y de yacimiento que afectan el proceso y posteriormente desarrollar un análisis de sensibilidad de los principales parámetros de operación con ayuda de la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) para determinar la influencia de las variables y analizar el efecto de cada una de éstas sobre la eficiencia proceso.

# 1 PROCESO DE ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> MISCIBLE

## 1.1 GENERALIDADES DE LA ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub>

El primer proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> reportado fue en 1960 y hasta en 1980 retomaron esta técnica con el fin de aumentar el recobro adicional de petróleo y los resultados que obtuvieron demostraron que es un proceso positivo para diferentes tipos de yacimientos. El proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible, se realiza básicamente por la inyección de éste en el productor; el pozo se abre después de un corto periodo de remojo donde se logra que el CO<sub>2</sub> interactúe con el aceite.

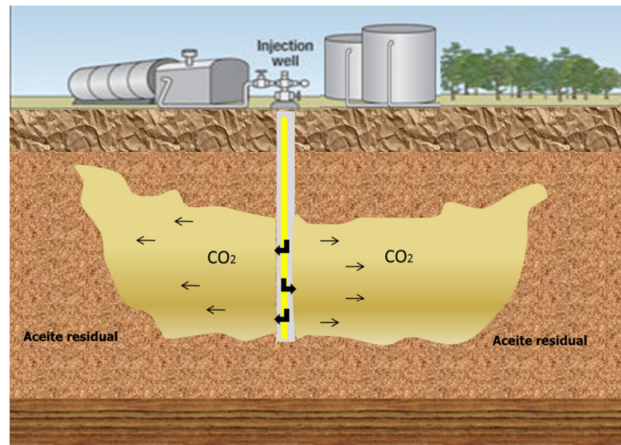
Los siguientes factores son importantes para el recobro con CO<sub>2</sub> sea rentable:

- Para que el CO<sub>2</sub> sea un solvente eficaz, debe fluir a través del yacimiento por encima de su presión mínima de miscibilidad (PMM). Para esto por lo general el yacimiento debe tener más de 2500 ft de profundidad.
- Debido a que el dióxido de carbono tiene la capacidad de fluir más fácilmente que el aceite a través del yacimiento, para una mejor respuesta es recomendable tener un yacimiento con baja heterogeneidad para lograr mantener un frente uniforme y evitar que se formen canales preferenciales.

### 1.1.1 Descripción del Proceso

Existen 3 periodos que forman parte en un proceso de estimulación para el recobro de aceite, estos son: el periodo de inyección, remojo y producción. Durante la etapa de inyección, el CO<sub>2</sub> es inyectado a través del pozo inyector (ver figura 1). El CO<sub>2</sub> teóricamente desplaza la mayoría de los fluidos móviles sin que el aceite se vaya por canales preferenciales. El gas inyectado debería tener la capacidad de penetrar profundamente en el yacimiento para que el proceso tenga un funcionamiento óptimo

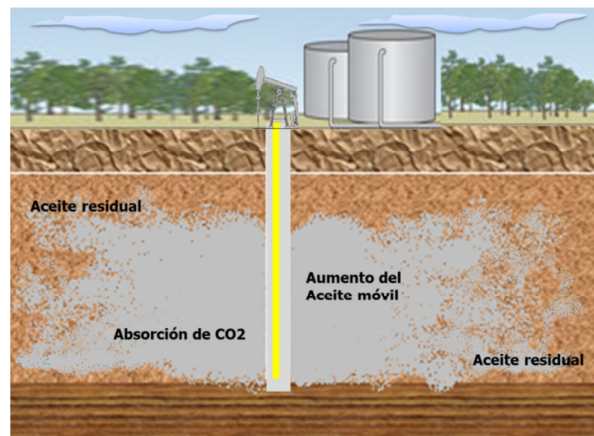
**Figura 1.** Periodo de inyección para el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>



**Fuente:** Modificado De: TechnicalProgressReport. Paper BC14986

Este proceso es seguido por un periodo de cierre (ver figura 2) llamada etapa de remojo, en el cual interactúan los fluidos del yacimiento con el gas. En este periodo el CO<sub>2</sub> se disuelve con los fluidos de la formación y extrae los gases volátiles de la mezcla de aceite, ya que penetra profundamente en el yacimiento. El agua podría absorber rápidamente el gas pero en una cantidad limitada para formar ácido carbónico, el cual puede disolver el carbonato de calcio para mejorar la permeabilidad del medio poroso.

**Figura 2.** Periodo de remojo para el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>

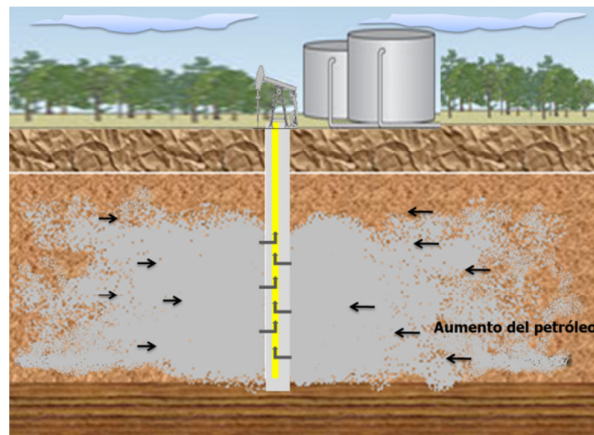


**Fuente:** Modificado De: Technical Progress Report. Paper BC14986

El aceite sin embargo, puede disolver una gran cantidad de CO<sub>2</sub> en un proceso más lento. Por lo cual el pozo es cerrado varias semanas dependiendo de las propiedades del fluido y de las condiciones de yacimiento. Después de que el pozo se ha mantenido cerrado por cierto periodo de tiempo se abre para iniciar la etapa de producción (ver figura 3). Debido a que se utiliza el mismo pozo productor como inyector, un gran porcentaje de CO<sub>2</sub> puede ser producido. Esto puede ocurrir aproximadamente hasta 15 días después de que se abre el pozo productor.

El volumen de aceite incremental que se obtiene depende de la cantidad de CO<sub>2</sub> que se inyecta, teniendo en cuenta la tasa de inyección que recibe el yacimiento y el costo de la misma.

**Figura 3.** Periodo de producción para el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>



**Fuente:** Modificado De: Technical Progress Report. Paper BC14986

Si la producción de CO<sub>2</sub> ocurre durante la vida del proyecto en lugar de sólo en los primeros días de producción, indica una buena penetración del gas y un mayor contacto con el petróleo del yacimiento, teniendo un mejor comportamiento del proceso<sup>1</sup>.

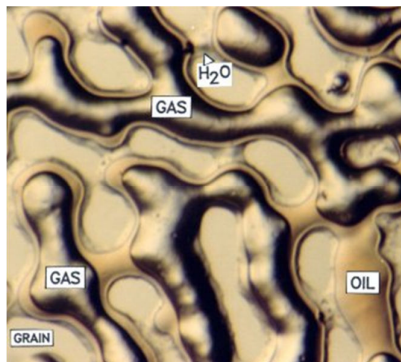
<sup>1</sup>PRIEDITIS,J; WEHNER, S. Annual Technical Progress Report. CO<sub>2</sub> Huff and Puff Process in a Light Oil Shallow Shelf Carbonate Reservoir. Texaco Exploration & Production inc. Midland. 1996. Paper FC22 – 94BC14986

### 1.1.2 Miscibilidad del CO<sub>2</sub>

La miscibilidad del gas con el aceite se alcanza cuando una cantidad considerable de hidrocarburos ligeros, se concentran en el gas para que estos sean solubles entre sí. Existen diferentes gases que pueden ser usados para inyectar y lograr miscibilidad como son: gases de combustión, CO<sub>2</sub> o nitrógeno. Estos gases pueden ser miscibles solamente cuando su densidad es alta y se trabaja con altas presiones<sup>2</sup>. Para el dióxido de carbono, la presión de miscibilidad es de 1.070 psi a 88°F (31°C), es decir cuando el CO<sub>2</sub> está en estado supercrítico y sus fases (gas y líquido) no están separadas. A medida que la temperatura aumenta (disminuye la densidad del CO<sub>2</sub>) o se disminuye la gravedad API (Para los hidrocarburos ligeros) y la presión necesaria para alcanzar la miscibilidad se aumenta.

El nitrógeno por el contrario, puede ser eficiente como solvente miscible sólo para aceites ligeros con una temperatura mayor de 240°F y presiones mayores de 5.000 psi, donde su densidad es lo suficientemente alta para extraer los hidrocarburos ligeros del aceite. Las siguientes fotografías ilustran el proceso de miscibilidad para un yacimiento de la cuenca Permian. Los experimentos se realizaron a 105°F, a presiones de 1000, 1500 y 2500 psi

**Figura 4.** Dióxido de carbono a condiciones inmiscibles – 1000 psi.

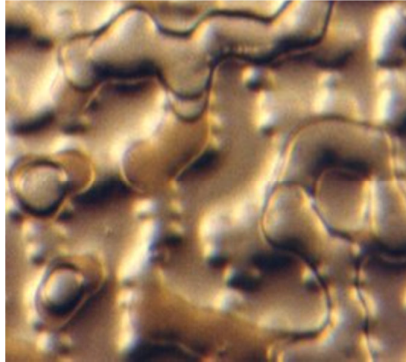


**Fuente:** MKTechSolutions.

<sup>2</sup>MKTechSolutions.Petroleum and Chemical Consulting and Modeling.Miscible Gas Injection.Facts about Miscible Displacements.[www.mktechsolutions.com/miscible%20gas.htm](http://www.mktechsolutions.com/miscible%20gas.htm).

Como se puede observar en la figura 4. Las fases de gas y petróleo están separadas. El aceite se esparce entre el agua y el gas. El gas puede ir por los poros y formar una burbuja ayudando a desplazar el aceite. Después se forma claramente una fase intermedia y se extiende entre el aceite y el gas. Las tensiones interfaciales son muy bajas. El recobro de aceite aumentaría (ver figura 5).

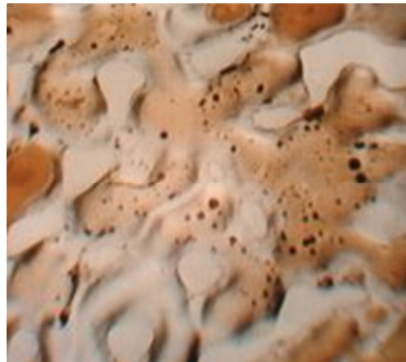
**Figura 5.** Comienzo del desarrollo de la miscibilidad – 1500 psi.



**Fuente:** MK Tech Solutions.

En la figura 6 se observa que muy por encima de la presión mínima de miscibilidad el fluido miscible es un fluido muy ligero que va fluyendo y pasando a través del petróleo y este se torna más claro.

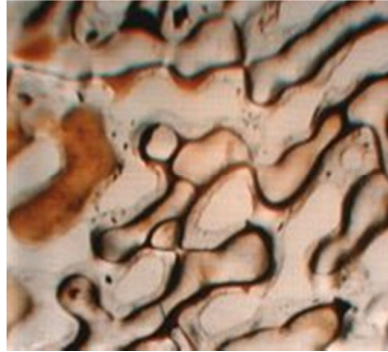
**Figura 6.** Miscibilidad del CO<sub>2</sub> con el aceite – 2500 psi



**Fuente:** MK Tech Solutions.

A medida que más se condensa el banco miscible, se vuelve una fase continua (Figura 7), la fase líquida inferior oscura (un aceite pesado con algo de CO<sub>2</sub>) es miscible con el aceite, pero inmisible con la fase gaseosa.

**Figura 7.** Parte del líquido comienza a condensarse



**Fuente:** MK Tech Solutions.

El líquido inferior oscuro se ha enriquecido con los componentes polares del aceite, cuando los componentes ligeros fueron extraídos. Por lo tanto se forman laminillas de gas y aceite en las gargantas de los poros más pequeños y se mueven junto con el gas. El líquido inferior forma una fase continua y el CO<sub>2</sub> se comporta como un gas inmiscible nuevamente como se muestra en la figura 8.

**Figura 8.** Estado final – Gas inmiscible



**Fuente:** MK Tech Solutions.

## **1.2 IMPORTANCIA DEL USO DEL CO<sub>2</sub> COMO MÉTODO DE RECOBRO**

La inyección cíclica de CO<sub>2</sub> es un método EOR adecuado para yacimientos de bajo espesor, debido a que el riesgo económico es menor comparado con otros procesos que requieren mayor inversión y experiencia a lo largo de la vida del proyecto. Los requerimientos de los equipos son pocos, y muchas veces solo hay la posibilidad de utilizar un pozo ya que es la única opción en yacimientos discontinuos.

La estimulación con CO<sub>2</sub> se basa en el mecanismo de miscibilidad, donde el CO<sub>2</sub> se mezcla con el aceite remanente del yacimiento a la presión y temperatura adecuada ayudando a mejorar la producción de aceite. La ventaja de un tratamiento miscible sobre los tratamientos inmiscibles, es que tienen un porcentaje muy alto de recuperación debido a que el área tratada por un fluido miscible normalmente disminuye la saturación de aceite residual.

### **1.3 ANTECEDENTES**

Para la implementación de un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>, se deben tener en cuentas los resultados obtenidos de las aplicaciones realizadas en campo, con el fin de tener un mayor entendimiento del proceso. A continuación se describen algunas de estas a nivel de Colombia y mundial.

#### **1.3.1 Aplicación de la estimulación con CO<sub>2</sub> en Colombia**

En Colombia la Cuenca del Valle Medio del Magdalena fue epicentro de los primeros análisis de aplicabilidad del Dióxido de Carbono como fluido para la estimulación de pozos de petróleo, debido a que cuenta con la fuente más grande de gases de combustión en el país (Complejo Industrial de Barrancabermeja).

Se ha realizado la inyección de CO<sub>2</sub> como técnica de estimulación de pozos, para el campo Galán, se aplicaron 9 pilotos de inyección cíclica entre Octubre de 1989 y Octubre de 1992.

El objetivo de la inyección de CO<sub>2</sub> fue lograr el hinchamiento del aceite en el yacimiento y así disminuir su viscosidad para que fluyera con más facilidad. Logrando aumentar la producción de petróleo incremental según los informes de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

La rentabilidad de los proyectos ejecutados fue positiva, sin embargo fueron suspendidos por el entorno en el cual se encontraban (Expectativas respecto a otros proyectos, precio del petróleo y la disponibilidad real del CO<sub>2</sub>). Además

de los altos costos asociados al aumento del BSW y los largos periodos de cierre que justificaron el abandono del proyecto.

En el año 2007 se llevó a cabo la planeación de un nuevo piloto de estimulación cíclica, el cual fue ejecutado en el año 2008 para campo Llanito S.A. En la ejecución del piloto se tuvieron en cuenta los resultados obtenidos del campo Galán debido a sus similitudes en las propiedades petrofísicas y de fluidos de yacimiento.

El hinchamiento del petróleo con CO<sub>2</sub> es del 7%, y la reducción de la viscosidad es del orden de 5 a 10 veces para una solubilidad de 0,5% molar de CO<sub>2</sub> a 1500 psi. La presencia de asfáltenos en el petróleo no permitieron que la presión máxima de inyección superara los 1500 psi a condiciones de yacimiento. Las pruebas en el Slim Tube presentan un recobro del 60-65% para una presión de 1500 psi.

El empaquetamiento con graba de los pozos del campo Galán no permitió medir la distribución vertical del gas inyectado, por lo que no fue posible evaluar el petróleo producido por pie de formación. Adicionalmente el arenamiento en los pozos seleccionados no permitió producirlos óptimamente después de cada ciclo de inyección.

La producción incremental de petróleo debido a los mecanismos del CO<sub>2</sub> representó el 57% de la producción total de los pozos intervenidos; sin embargo no continuaron con el proyecto debido al entorno económico y el no suministro continuo de CO<sub>2</sub> por parte de la refinería<sup>3</sup>.

### **1.3.2 Aplicación de la estimulación con CO<sub>2</sub> en el mundo**

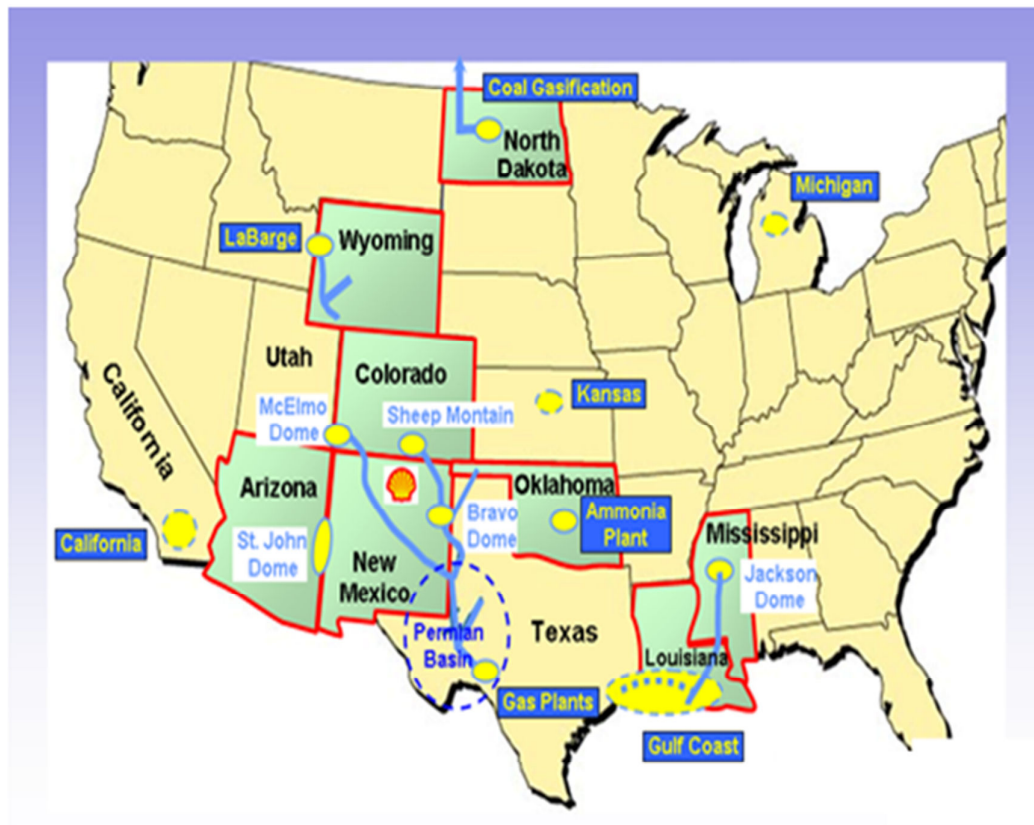
En todo el mundo se estima que hay aproximadamente 100 proyectos con CO<sub>2</sub> registrados, que el año 2006 produjeron cerca de 250 000 bpd por esta técnica,

---

<sup>3</sup>Lecciones aprendidas del piloto de estimulación cíclica con CO<sub>2</sub> en el campo Llanito de Ecopetrol S.A. ACIPET .2009

pero casi el 90 de estos proyectos se encuentran en los EE.UU. y Canadá<sup>4</sup>, principalmente en las regiones ilustradas en la Figura 9. En estas regiones se encuentran La cuenca Permian de Texas y Nuevo México, la cuenca Bighorn de Wyoming, el campo Rangely de Colorado y la cuenca del Salado Mississippi.

Figura 9. Proyectos con CO<sub>2</sub> en EE.UU y Canadá



Fuente: Tomado de CO<sub>2</sub> NORWAY. CO<sub>2</sub> in the United States (Revised Jan 2008). Disponible [EN: www.co2.no/default.asp?uid=54&CID=24](http://www.co2.no/default.asp?uid=54&CID=24)

El CO<sub>2</sub> tuvo su primera explotación comercial en los campos maduros de la cuenca de Permian, al oeste de Texas durante la década de 1970, utilizando CO<sub>2</sub> antropogénico<sup>5</sup>. En ese tiempo se separaba el CO<sub>2</sub> de la corriente de gas natural que se producía, y era ventilada a la atmósfera entonces fue usada para la recuperación terciaria de petróleo.

<sup>4</sup>CO<sub>2</sub> NORWAY. CO<sub>2</sub> in the United States (Revised Jan 2008).

<sup>5</sup>El término **antropogénico** se refiere a los efectos, procesos o materiales que son el resultado de actividades humanas a diferencia de los que tienen causas naturales sin influencia humana.

Los proyectos fueron impulsados posteriormente a través de impuestos especiales e incentivos normativos, así como un trabajo pionero realizado por Shell occidental de E & P y Mobil Producing Company en un período en que la producción nacional en Estados Unidos de petróleo empezó a disminuir rápidamente.

La implementación del CO<sub>2</sub> ha ido evolucionando gradualmente en Oklahoma (1982), Missisipi (1985), Colorado (1986) y Wyoming (1986). Las actividades han ido creciendo desde el año 2000 en regiones como Michigan, Kansas, California y principalmente a lo largo de la costa del Golfo, donde Denbury Resources Inc. es el operador principal en Mississippi y Louisiana.

El uso de CO<sub>2</sub> para la recuperación mejorada de petróleo parece haber iniciado en los Estados Unidos durante los años 1960, como se documenta en un artículo de 1964 en la Revista de Tecnología Petrolera por Ramsay y Small, titulado "El uso de Dióxido de Carbono para el mejoramiento de la inyección de Agua".

A continuación se resumen diferentes aplicaciones en campo del proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> en estados unidos y el mundo:

- **Inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el campo Frank J. Bollichalsur de Louisiana**

Una prueba piloto se realizó para la evaluación del proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el campo Frank J. Bollich No.5 en Acadia Parish, Louisiana. El pozo fue perforado en Diciembre de 1987 y tiene una profundidad de 4500 ft. La producción acumulada del yacimiento antes de la estimulación era de 23000 STB. Presentaba un alto corte de agua el cual era debido a la conificación de esta. Las propiedades de la roca y del fluido del yacimiento se observan en la Tabla 1.

Aproximadamente 120 toneladas de CO<sub>2</sub> fueron inyectadas en el pozo el primero de julio de 1991. La tasa de inyección se incrementó de 0.5 barriles por minuto al inicio a 2.1 barriles por minuto al final de la inyección. Después de la inyección el pozo fue cerrado durante 28 días para permitir que el CO<sub>2</sub> se difundiera a través del yacimiento e interactuara con el aceite, el pozo fue reabierto el 29 de julio de 1991. La presión de inyección fue más alta de lo esperado se mantuvo en un rango de 1500 a 1900 psi. Para evitar la formación de plugs congelados en la línea de inyección el CO<sub>2</sub> debía ser calentado aproximadamente a 80 °F pero esta temperatura no se alcanzó y se trabajó en un rango de 58 a 70 °F el cual fue adecuado para la prueba. El tiempo de inyección fue de 6 horas.

La producción del pozo fue solamente gas por 3 días (440 MCF), el gas producido fue CO<sub>2</sub> con metano y algo de hidrocarburos de alto peso molecular. La producción actual (1992) es de 15 bbl de fluido por día, con 10 STB de aceite y 5 bbl de agua.

**Tabla 1.** Propiedades de la roca y fluidos del Campo Frank J. Bolliech

<b>Propiedades de la roca y fluidos del yacimiento</b>	
Presión inicial del yacimiento, psia	2000
Presión del yacimiento antes de la prueba, psi	1300
Temperatura del yacimiento, °F	148
Espesor del yacimiento, ft	100
Espesor de la zona de aceite, ft	17
Saturación de agua, %	40
Permeabilidad, md	2000
Gravedad del aceite, °API	28
Porosidad, %	33
Producción inicial de aceite, BOPD	70
Tasa de aceite antes de la prueba, BOPD	17
Tasa de agua antes de la prueba, BWPD	160

**Fuente:** BASSIOUNI, Z.A y SCHENEWERK, P.A. Evaluation of a South Louisiana CO<sub>2</sub> Huff and Puff Field Test. SPE/DOE 24143

La inyección del CO<sub>2</sub> impacta significativamente en la saturación del fluido en la cercanía del pozo. El corte de agua en el pozo fue reducido lo que demuestra que la estimulación con CO<sub>2</sub> reduce la producción de agua<sup>6</sup>.

▪ **Inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en el campo West Sak en Alaska<sup>7</sup>**

El campo West Sakes contiene 25 millones de barriles de aceite original en sitio siendo considerado uno de los más grandes en el mundo. Las arenas del campo West Sak contienen crudo ligero y son consideradas apropiadas para el desarrollo del proceso de estimulación miscible con CO<sub>2</sub> ver tabla 2.

Las arenas del campo West Sak están localizadas sobre la formación Kuparuk River, y se dividen en: las arenas West Sak superior e inferior.

**Tabla 2.** Datos del yacimiento y fluido del Campo West Sak

PARAMETROS DE YACIMIENTO	
OOIP, bbl	2.50E+10
°API	23
Profundidad, ft	2500 - 4500
Viscosidad, cP	50 - 3000
Temperatura, °F	45 - 100
Gradiente de presión, psi/ft	0.45
Formación	KuparukRiver
UpperSands	Arena 1 y 2
Espesor, ft	25 y 40
LowerSands	Arena 1 -4
Espesor , ft	2 a 5 ft

**Fuente:** Feasibility Study of CO<sub>2</sub> Stimulation in the West Sak Field, Alaska. SPE 24038. 1992

En la estimulación con CO<sub>2</sub>, el volumen del tratamiento es pequeño comparado con el volumen poroso total del yacimiento entonces el límite de la zona afectada durante el proceso no está muy alejado del pozo estimulado.

<sup>6</sup>BASSIOUNI, Z.A y SCHENEWERK, P.A. Evaluation of a South Louisiana CO<sub>2</sub> Huff and Puff Field Test. SPE/DOE 24143

<sup>7</sup>BAKSHI, A.K; HATZIGNATIOU, D.G; KAMATH, V.A y OGBE, D.O .Feasibility Study of CO<sub>2</sub> Stimulation in the West Sak Field, Alaska.SPE 24038. 1992.

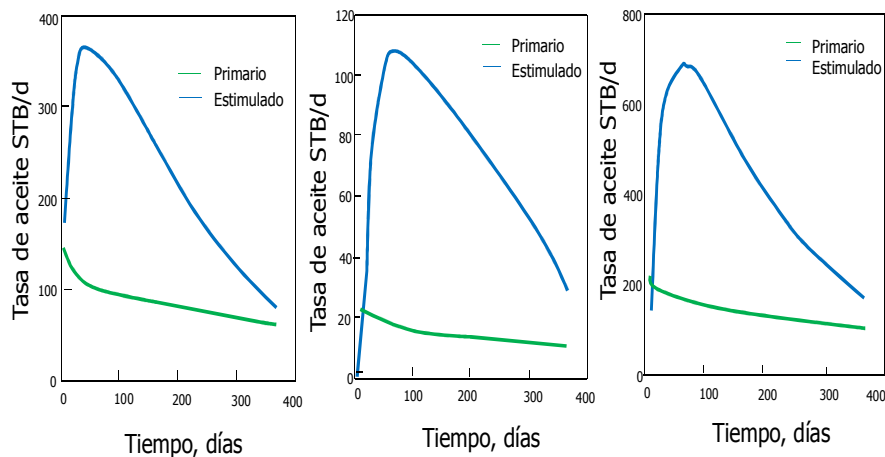
La producción primaria de los pozos del campo West Sak sin estimulación con CO<sub>2</sub> fue:

- Pozo #5 Q=30.6 MSTB q=83 STB/D
- Pozo #9 Q=30.6 MSTB q=15 STB/D
- Pozo #1 Q=51.5 MSTB q=141 STB/D

El corte de agua para los pozos fue de: 5% para el pozo N.5, del 65% para el pozo N.9 este pozo presenta una alta Swi y para el pozo #1 del 4%,

En el Proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible. Se inyectaron tres volúmenes de CO<sub>2</sub> de: 150, 300, 600 MMSCF. El periodo de remojó fue de 10 días y se trabajó con una Pwf de 500 psi, En los Pozos N.1 y N.5 la producción de aceite fue de 2 a 3 veces mayor que los Pozos no estimulados. En el pozo West Sak N.9 se observa un comportamiento en la producción 5 veces mayor a la obtenida en la producción en frio. La cual fue alcanzada por el empuje del agua móvil durante la inyección del CO<sub>2</sub>. En la figura 10 se observa el comportamiento de la tasa para los 3 pozos.

**Figura 10.** Tasa de producción con y sin estimulación para Campo West Sak.



**Fuente:** Feasibility Study of CO<sub>2</sub> Stimulation in the West Sak Field, Alaska. SPE 24038. 1992

- **Proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> en el campo Jiangu de China**

El campo Jiangu contiene formaciones falladas donde no se pueden establecer patrones de inyección - producción. Por lo cual este campo presenta un bajo recobro para un proceso de inyección continua. El proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible es apropiado en este campo, ya que presentan pobre comunicación y algunos de ellos son pozos que producen de manera independiente y la formación tiene una alta concentración de CO<sub>2</sub>, la cual puede producir 50 m<sup>3</sup>/d por pozo, la cual es una cantidad a considerar para la implementación de un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>.

La prueba piloto de estimulación con CO<sub>2</sub> comenzó en 1996; el primer pozo tratado fue el F48 en el cual el proceso fue muy eficiente. El F48 comenzó la producción en frío en 1986. La producción diaria inicial fue de 88 Bbl/d, la relación gas aceite original de 185 scf/STB. Las características para el campo se observan en la tabla 3 y 4.

**Tabla 3.** Datos del yacimiento y fluido del Campo Jiangu

Propiedad	Valor	Unidad
Numero de pozos tratados	50	#
Producción inicial (qi)	88.0573	Bbl/D
Relación gas aceite inicial (GORi)	185	scf/STB
Presión inicial (Pi)	4423.65	psia
Temperatura yacimiento	216.5	°F
Profundidad promedio	10006	ft

**Fuente:** Modificado de EOS Simulation for CO<sub>2</sub> Huff and Puff Process. Paper 2005 -120..

La respuesta obtenida de la producción total fue muy alentadora con un incremento de la tasa de producción de aceite de aproximadamente 11 m<sup>3</sup>/d y la reducción del corte de agua fue del 25 a 19%.

**Tabla 4.** Resultados de la estimulación con CO<sub>2</sub> del Campo Jiangu

INYECCION DE CO <sub>2</sub> (1986)		
Volumen inyectado CO <sub>2</sub>	2169.98	Bbl
Presión de inyección	1015.26	Psi
Tasa	587.21	Bbl/d
Periodo de remojo	20	Dias
Tasa de recobro adicional	69.2	Bbl/d
Reducción Corte Agua	5.4	%

**Fuente:** Modificado de EOS Simulation for CO<sub>2</sub> Huff and Puff Process. Paper 2005 -120.

La producción continuó hasta una segunda inyección de CO<sub>2</sub> que fue aplicada en 1998 ver tabla 5, en la cual el tratamiento no fue igual de efectivo que en la primera aplicación.

**Tabla 5.** Resultados de la segunda estimulación en el Campo Jiangu

INYECCION DE CO <sub>2</sub> (1998)		
Numero de pozos efectivos	35	#
Volumen inyectado CO <sub>2</sub>	84912.4	Bbl
Producción incremental de aceite	77364.7	Bbl
CO <sub>2</sub> utilizado	1.1	Bbl CO <sub>2</sub> /BblOil

**Fuente:** Modificado de EOS Simulation for CO<sub>2</sub> Huff and Puff Process. Paper 2005 -120.

El éxito ha tenido lugar en otros pozos del campo Jiangu donde se ha implementado el proceso. Hay cerca de 50 pozos en total que han sido tratados usando el proceso de estimulación miscible con CO<sub>2</sub>. Donde 35 de estos pozos han mostrado una eficiencia del 70%. La inyección total de CO<sub>2</sub> de 84912 Bbl dando como resultado una producción incremental de aceite de 77364 Bbl.

En las tablas 6, 7 y 8 se resumen los campos a nivel mundial donde se ha aplicado el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> para diferentes tipos de crudo.

Tabla 6. Campos crudo ligero donde se ha aplicado estimulación con CO<sub>2</sub>

SPE paper	18977	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	20208	16720
Campo	Paradis	WestCote	b	c	d	e	f	g	h	i	k					Timbalier
Cuenca	Louisiana	BlancheBay	La &Ky	Lake Barre	La &Ky	La &Ky	La &Ky	La &Ky	Bayou Sale	Lafitte	La &Ky	Louisiana	Louisiana			Louisiana
Estado	USA	Louisiana	USA	Louisiana	USA	USA	USA	USA	Louisiana	USA	USA	USA	USA			USA
País	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA			USA
Formación	Mainpy	Minnelusa	Sand	Up M	Sand	Sand	Sand	Sand	St. Marry	Sand	Sand	Sand	Sand			
Profundidad, ft	10200	8140	10330	12870	4909	1200 - 3000	6248	1300	10060	8900	9837	4878				
Espesor, ft	28	21	46	20 a 50	13 a 17	6 a 24	7 a 35	34 a 58	30	na	15 a 34					
Porosidad, %	28	29	28	25	32	32	32	13 a 16	31	27	24	32				
Permeabilidad, mD	1033	322	1033	139	2500	3000	300 - 500	10	500	250	252	500 - 2500				
Sw actual, %																25
Presión inicial, psi																2390
BHP actual, psi		3847	2406	2500	2235	560 - 1400	2900	100	1795	3947	5100	2235				2235
Temperatura, °F		185	212	240	138	80 - 100	166	68	206	185	192	138				138
Gravedad aceite, °API	38	23 a 38	23 a 38	33	23 a 38	23 a 38	23 a 38	23 a 38	23 a 38	34	23 a 38	26				26
Viscosidad aceite, cp	0.5	1.3		0.4						0.7						
Transmisibilidad, mDft/cp		5202														
RAP producido		9	15.6	1	71	8.3		5.5	0.37	0.43						99%
Tasa aceite PRE-CO <sub>2</sub> , bbl/d	23	19	25 a 31	47	13 a 18	9 a 53		1 a 70	54	72						15
Recobro primaria %																18
So (Comienzo cíclica CO <sub>2</sub> )																34 a 60
Tipo de yacimiento	Terciario	WF	WF	DD	SWD	SWD	SWD	DD	WWD	SWD	DD	blagua				blagua
N. Pozos/ N. Tratamiento	11	1	2	3	4	9	2	66	1	1	3	2				2
CO <sub>2</sub> utilizado, Mcf/bbl	1.9	2.7	1.5 a 2.7	0.3	0.9 a 1.9	0.72 a 2.68		0.6 a 2.1	0.7	0.71		1.1 a 3.2				1.1 a 3.2
Éxito del proyecto	Exitoso											Exitoso				Exitoso
Acete incremental, STB	27000	3233	6148 a 11410	29630	5516 a 14863	2612 a 11051		321 a 6326	12115	9118		14000				14000
CO <sub>2</sub> inyectado, MMSCF	18											23				23
Días de remojo	21	31	19 a 21	25 a 33	28 a 181	28 a 63	20 a 23	7 a 38	47	17	16 a 54	4 a 7 Weeks				4 a 7 Weeks

Nota: WF= inyección de agua, DD=depleción drive, SWD= Strong water drive, WWD= Weak water drive, LA & KY=Louisiana y Kentucky

Fuente: L. Mohammed, S. Sim y A.K. Singhal. Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff and Puff Operations.SPE 100044.Abril 2006

Tabla 7. Campos crudo ligero donde se ha aplicado estimulación con CO<sub>2</sub>

	27677	15502	15502	15502	15502	15502	15502	15502	15502	15502	15502	15502	15502
Campo		Magnet	PicketRidge	C	D	Whithers N	F	Thompson	I	J	K	W Col.	
Cuenca	Big Sink'g Appalachian	Withers Texas	Texas	Texas	Texas	Texas	Texas	Texas	Texas	Texas	Manavel Texas	Texas	
Estado	Kentucky	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	
País	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	
Formación		MagnetW	PicketRidge										
Profundidad	1300	5500	4570	4900	4650	5250	5250	5200	7756	4100	5000	2600	
Espesor	60	21	7	12	9	8	8	25	15	15	?	?	
Porosidad	13	23	30	31.8	31	25	25	27	?	30	30	30	
Permeabilidad	19	1700	1200	534	350	450	400	500	15	500	1000	560	
Sw actual (%)	50												
Presión inicial (Psi)	400												
BHP (Psi) Actual	150	1310	930	1430	1350	880	1030	1540	1200	750	900	500	
Temperatura °F	68	154	138	155	150	150	150	153	175	149	149	116	
Gravedad aceite (°API)	38	26	25	24.4	23	25.7	25.7	25.2	37	25	26	30	
Viscosidad del aceite		2.3	2.5	4.6	3.2	2.5	2.9	2.7	1.6	4.4	4.2	8	
Transmisibilidad (mDft/Cp)		15522	3360	1393	984	1440	1103	4630	141	1705			
RAP producida	90%	9 a 24	12 a 16	24 a 108	72	12 a 100	6.1	1.75	0.3	0	15 a 99	45536	
Tasa de aceite pre-CO <sub>2</sub>		16 a 86	23 a 27	3 a 41	12	12 a 60	54	12	21	56	9 a 65	12 a 30	
% Recobro primario													
So (inicio del ciclo CO <sub>2</sub> )		73	80	68	69	80	75	73	?	85	?	?	
Tipo de Yacimiento	WD												
# de Pozos /# tratamiento	240/290												
CO <sub>2</sub> utilizado (Mcft/bbl)	1.1	1.1	8.2			2.8	10.2				2.4	10.2	
Proyecto exitoso	Exitoso												
Aceite incremental	180000	3697	122	0	0	1766	490	3	0	0	1656	391	
CO <sub>2</sub> inyectado (MMscf)	210	4	1	8	5	5	5	4	4	4	4	4	
Días de remojo	10	12	7	25	20	17	17	36	23	23	21	13	

Fuente: L. Mohammed, S. Sim y A.K. Singhal.Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff and Puff Operations.SPE 100044. Abril 2006

Tabla 8. Campos crudo pesado donde se ha aplicado estimulación con CO<sub>2</sub>

SPE paper	15502	20883	15749	15749	24645	24645	100044
<b>Campo</b>	Campo G	Bati	Camarlu	15749	24645	24645	100044
<b>Cuenca</b>		Raman	Camaru-11		Halfmoon	Halfmoon	Forest Reserve
<b>Estado</b>	Texas	Turkey	Turkey	wyoming	wyoming		
<b>País</b>	USA	Limestone	Limestone	USA	USA		Trinidad
<b>Formación</b>				Phosphoria	Tensleep		
<b>Profundidad</b>	4200	4265	4125	3400	3600	3000	L forest
<b>Espesor</b>	36 a 68		200	40	98	73 a 213	U Cruise
<b>Porosidad</b>	25	18	12	14	15	32	31
<b>Permeabilidad</b>	388	58	350	17	95	157	335
<b>Sw actual (%)</b>	25	1800	23				
<b>Presión inicial (Psi)</b>			1736			1400	2200
<b>BHP (Psi) Actual</b>	660		1689	450 a 900			
<b>Temperatura °F</b>	135		116	135 a 141		120	130
<b>Gravedad aceite (°API)</b>	23.3	12	11 a 12	17	17	17	19
<b>Viscosidad del aceite</b>	33.4	592	415	118	118	46	32
<b>Transmisibilidad (mDft/Cp)</b>	4507	6	295	2	76	489	770
<b>RAP producida</b>	23 a 106		Small		40		8633
<b>Tasa de aceite pre-CO2</b>	5 a 39	1.5%	15 a 20		11	5	5
<b>% Recobro primario</b>			1%				
<b>So (inicio del ciclo CO2)</b>	73	Primary	Primary	68	69	80	73
<b>Tipo de Yacimiento</b>		9	Primary	weak WD	Strong WD	DD	DD
<b># de Pozos /# tratamiento</b>		9	5			4	2
<b>CO2 utilizado (Mcf/bbl)</b>	4.9	Exitoso		15.5	11.6	12	139
<b>Proyecto exitoso</b>			4704	fallido	fallido	exitoso	fallido
<b>Acete incremental</b>	1657		2	600	1150	9000	1400
<b>No de ciclos</b>	2	convertido a	2	1	2	3	5
<b>CO2 inyectado (MMscf)</b>	8	30 a 50/pozo	21.01			56 a 558	12 a 379
<b>Dias de remojo</b>	31	21	10 a 13	12 a 13		3 a 5	3 a 5

Fuente: L. Mohammed, S. Sim y A.K. Singhal.Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff and Puff Operations.SPE 100044.Abril 2006

## 1.4 SCREENING TÉCNICO DEL PROCESO ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub>

Existen condiciones específicas de screening como se observa en la Tabla 9, bajo las cuales el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> incrementa exitosamente la producción de aceite. En el desarrollo de este proyecto se tuvieron en cuenta estos parámetros, encontrados en la literatura<sup>8</sup> para la construcción del modelo conceptual de simulación.

Tabla 9. Screening técnico del proceso de estimulación

GUIAS DE SCREENING TÉCNICO	
<b>MECANISMOS QUE OPERAN EN LA ESTIMULACION CON CO<sub>2</sub></b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>• Generación de Miscibilidad</li><li>• Barrido del crudo</li><li>• Disminución de la viscosidad del petróleo</li><li>• Reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y la fase de CO<sub>2</sub> petróleo en la región miscible cercana</li></ul>	
<b>ACEITE CRUDO</b>	
<b>Gravedad</b>	Debe ser mayor de 26°API (preferiblemente mayor de 30). Según DOE <sup>9</sup> mayor de 27
<b>Viscosidad</b>	Debe ser menor de 15 cp (preferiblemente menor de 10 cp). Valores del DOE menor o igual de 10 a 12cp.
<b>Composición</b>	Altos porcentajes de hidrocarburo intermedios (C <sub>2</sub> -C <sub>20</sub> ) especialmente C <sub>5</sub> -C <sub>12</sub> .
<b>Presión mínima de miscibilidad</b>	Ésta se encuentra en el rango por encima de 1200 psi para un crudo de alta gravedad API (mayor a 30) a bajas temperaturas, hasta 4500 psi para los crudos pesados a

<sup>8</sup>U.S. Department of Energy. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery.

<sup>9</sup> DOE= Departamento de Energía de los Estados Unidos

	mayores temperaturas. (Valores sugeridos por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE))
<b>YACIMIENTO</b>	
<b>Saturación de aceite</b>	Debe ser mayor del 30 por ciento del volumen poroso.
<b>Tipo de formación</b>	Areniscas o Carbonatos con un mínimo de fracturas y altas permeabilidades
<b>Espesor neto de la formación</b>	Relativamente delgado.
<b>Permeabilidad promedio</b>	No crítico si es posible mantener las tasas de inyección necesarias
<b>Profundidad</b>	Mayor a los 2000 pies para permitir una adecuada presión y alcanzar la presión mínima de miscibilidad
<b>Temperatura</b>	Menor de 250 °F, pero no crítica.
<b>FACTORES FAVORABLES PARA LAS OPERACIONES DE ESTIMULACION CON CO<sub>2</sub></b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Altas saturaciones de petróleo</li> <li>- Yacimientos Profundos</li> <li>- Máximo de 3 ciclos</li> <li>- Altas tasas y volúmenes de inyección</li> <li>- Intervalos de remojo de dos a cuatro semanas</li> <li>- Soporte de presión moderada para la producción.</li> </ul>	
<b>LIMITACIONES</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilidad del CO<sub>2</sub></li> <li>- Presiones altas para alcanzar la miscibilidad</li> <li>- Muy baja viscosidad del CO<sub>2</sub> produce bajo control de la movilidad</li> </ul>	
<b>PROBLEMAS</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Corrosión en los pozos productores</li> <li>- Un alto requerimiento de CO<sub>2</sub> por barril incremental de crudo</li> <li>- La necesidad de separar el CO<sub>2</sub> de los hidrocarburos comerciales</li> </ul>	

FUENTE: Screening criteria for carbon dioxide huff and puff operations. SPE 100044

## 1.5 DETERMINACIÓN DE CONDICIONES MISCIBILIDAD

Para un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible es fundamental determinar las condiciones de miscibilidad, las cuales pueden ser al primer contacto o por múltiples contactos (mecanismo de vaporización o condensación). Estas serán explicadas detalladamente a continuación.

### 1.5.1 Miscibilidad al Primer Contacto

Esta miscibilidad se alcanza al inyectar un solvente rico en componentes intermedios, el cual al entrar en contacto con el crudo se mezclan en todas las proporciones sin que se observe una separación entre ellos. Es el método más simple y rápido para obtener un desplazamiento miscible entre el crudo y el solvente. Los solventes más comunes utilizados en este proceso son: butano, propano y mezclas de LPG.

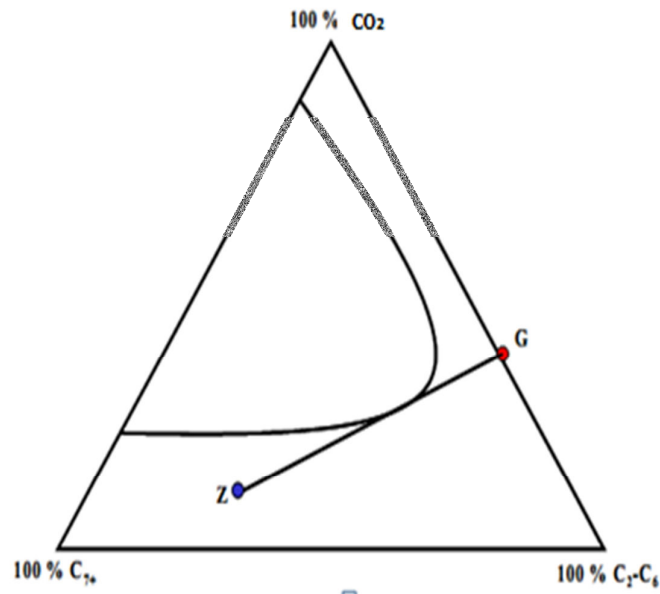
En la Figura. 11, se presenta el proceso de miscibilidad al primer contacto. La composición del crudo del yacimiento se representa como Z y la composición del solvente como G. Al estar en contacto ambos fluidos cualquier punto de la línea ZG estarán en la región de una sola fase, lográndose la miscibilidad del sistema al primer contacto, se observa que el solvente es rico en componentes intermedios<sup>10</sup>.

Debido a que inyectar un solvente rico en componentes intermedios resulta costoso, la miscibilidad al primer contacto no es un proceso de recobro aplicado comercialmente a nivel de campo. Lo usual es inyectar gases secos, siendo necesarios varios pasos de transferencia de masa, previo a la obtención de condiciones miscibles.

---

<sup>10</sup>MARÍN GONZALÉZ, Jesús Enrique: Metodología para estimar la presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Caracas, 2002, pág.9. Trabajo de grado (Ingeniero Químico). Universidad Metropolitana. Facultad Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química

Figura 11. Miscibilidad primer contacto



Fuente: Metodología para estimar PMM mediante una ecuación de estado

### 1.5.2 Proceso de Miscibilidad por Múltiples Contactos

Es el proceso en el cual se pone en contacto el crudo con un gas de inyección que puede ser nitrógeno, dióxido de carbono o gas natural, para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos alcanzando la miscibilidad y se desplace el crudo retenido en el medio poroso.

Existen dos mecanismos para obtener la miscibilidad por múltiples contactos los cuales son: condensación del gas de inyección y vaporización del crudo por el gas de inyección<sup>11</sup>

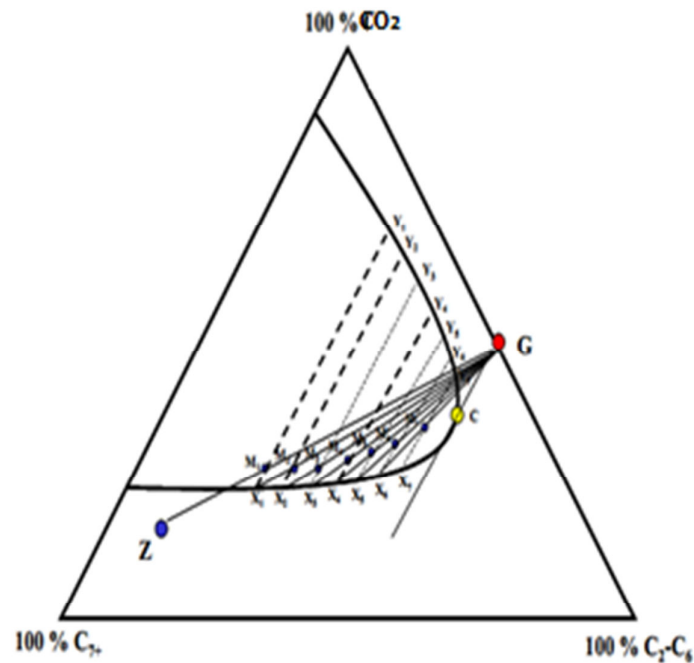
#### ▪ Mecanismo de Condensación

Es un proceso en donde existe transferencia de masa del gas al crudo, el gas utilizado en los procesos de condensación es rico en componentes intermedios (C<sub>2</sub> –C<sub>6</sub> y CO<sub>2</sub>) que son transferidos al crudo por múltiples contactos durante el proceso de desplazamiento. En la Figura 12 se utiliza un diagrama ternario que

<sup>11</sup>Ibid.,p.10

explica el mecanismo de condensación para obtener miscibilidad por múltiples contactos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. En dicha figura se representa la composición del crudo como el punto Z y la composición del gas de inyección en el punto G. Al ponerse en contacto el gas de inyección con el crudo, se produce una mezcla representada por el primer punto de mezcla  $M_1$ . A través de este punto pasa la línea de equilibrio  $Y_1X_1$ .

**Figura 12.** Mecanismo de Condensación a T y P constantes



**Fuente:** Metodología para estimar PMM mediante una ecuación de estado

Como se observa en la figura 12, el líquido resultante es más rico en componentes intermedios que el crudo original, mientras que el vapor en equilibrio es más pobre que el gas original, esto muestra el tipo de transferencia de masa que tuvo lugar. Seguido a esto  $L_1$  se pone en contacto con el gas de inyección (G) originado con esto otro punto de mezcla  $M_2$  cuyas composiciones líquido / vapor en equilibrio están representadas por los puntos  $Y_2$  y  $X_2$ .

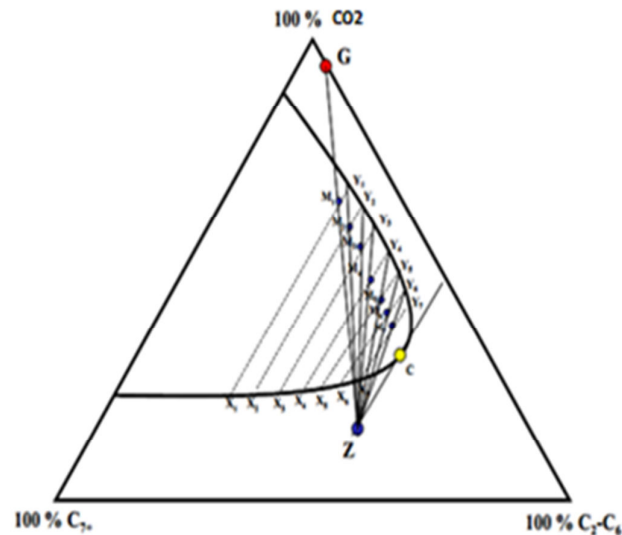
Este proceso se repite hasta que la última línea de unión coincida con la línea de unión límite, la cual pasa por el punto crítico y la composición del gas de inyección. Si la última línea de unión coincide o converge con la línea límite entonces el sistema ha llegado a condiciones de miscibilidad a la presión y temperatura de trabajo<sup>12</sup>.

#### ▪ Mecanismo de Vaporización

En este proceso la transferencia de masa ocurre del crudo hacia el gas, esto es debido a que el metano y nitrógeno tienden a vaporizar y transferirse al gas de inyección junto con algunos componentes hidrocarburos intermedios.

La PMM que se obtiene a través de este mecanismo es mayor que la obtenida por condensación, esto es debido a la gran cantidad de metano presente en el gas de inyección. Los gases de inyección utilizados pueden ser Nitrógeno, Dióxido de Carbono o gas natural. La selección del gas de inyección dependerá de la disponibilidad del gas, la economía del proyecto y las condiciones del yacimiento.

Figura 13. Mecanismo de Vaporización a T y P constantes



Fuente: Metodología para estimar PMM mediante una ecuación de estado

<sup>12</sup>Ibid., p. 10-11

El procedimiento para obtener miscibilidad por múltiples contactos a través del mecanismo de vaporización a condiciones de presión y temperatura constantes se representa en la Figura 13. El punto Z es la composición del crudo, el punto G es la composición del gas de inyección, al ponerse en contacto estos dos fluidos se mezclan y crean un punto de mezcla  $M_1$  caracterizado por la ubicación en la región de dos fases y la formación de una interface entre ellos.

Este punto de mezcla se encuentra ubicado en la línea de equilibrio de  $Y_1$  con  $X_1$ , luego el proceso continúa y  $Y_1$  se pone en contacto con el crudo original Z, provocando con esto la formación de un nuevo punto de mezcla  $M_2$  el cual se encuentra en la línea de equilibrio de  $Y_2$  con  $X_2$ , igual al paso anterior el proceso continúa hasta que la última línea de unión coincide con la línea límite de unión, la cual pasa por el punto crítico y la composición del crudo, Z. Si estas dos líneas convergen, entonces se obtuvo miscibilidad a las condiciones de presión y temperatura de trabajo. Si no se llega a la línea límite se tiene que incrementar la presión, manteniendo la temperatura constante, lo que reduce la región de dos fases y facilita que se llegue a las condiciones de miscibilidad<sup>13</sup>.

## 1.6 DEFINICIÓN DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD

La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), se define como la menor presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por múltiples contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y la fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica.

Cuando la presión de yacimiento ( $P_1$ ) es menor a la presión mínima de miscibilidad a determinada temperatura  $T_1$ . Se presenta un proceso inmiscible como se muestra en la Figura 14, para un mecanismo de vaporización. En el cual no se logra la miscibilidad, debido a que no se alcanza la línea límite de unión en el punto crítico.<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> Ibid., p.12

<sup>14</sup> Ibid., p.15



Se puede observar en el diagrama que el proceso se realiza por mecanismo de vaporización en donde la línea límite de unión coincidirá con el punto crítico, punto en el cual la composición del líquido es igual a la composición del gas. Al llegar a este punto se establece que se han logrado condiciones de miscibilidad a  $T_1$  y  $P_2$ , representando a  $P_2$  la presión mínima de miscibilidad.

### **1.6.1 Factores que afectan la presión mínima de miscibilidad**

La presión mínima de miscibilidad es una propiedad termodinámica, importante en los procesos miscibles de recobro de petróleo, depende fundamentalmente de la temperatura, composición del crudo en el yacimiento y de la del gas de inyección.<sup>15</sup>

- **Efecto de la temperatura del yacimiento en la presión mínima de miscibilidad**

Según la literatura la presión mínima de miscibilidad aumenta con el incremento en la temperatura<sup>16</sup>. La presión mínima de miscibilidad depende principalmente de la temperatura en el caso del  $CO_2$ <sup>17</sup>. Para otros gases como el  $N_2$  la presión mínima de miscibilidad no depende fuertemente de la temperatura.<sup>18</sup>

- **Efecto de la composición del crudo en la presión mínima de miscibilidad**

Existen diferentes versiones acerca del rol que tiene la composición del crudo en la determinación de la presión mínima de miscibilidad<sup>19</sup>. Incrementar la aromaticidad del crudo ayuda en la extracción del crudo.<sup>20</sup>

---

<sup>15</sup>CUADROS. Robinson y GUARIN. Flaminio. Determinación de la presión mínima de miscibilidad, (PMM) de  $CO_2$  para crudos, a tasa constante y a presión constante de inyección. Bucaramanga, 1994. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico – Químicas.

<sup>16</sup>Ibid., p.35

<sup>17</sup>Según Holm y Josendal.

<sup>18</sup>Miscible displacement: Recovery Test with  $N_2$ . En: SPE Res. Eng, 1990, pag 61 -68.

<sup>19</sup>Ibid., p.35

<sup>20</sup>Según Monger. SPE/DOE 12708.1984

El recobro aumenta y la presión mínima de miscibilidad disminuye cuando el crudo parafínico es saturado con aromáticos según Holm y Josendal<sup>21</sup>.

Glaso<sup>22</sup>, Goricnik y Sarapa<sup>23</sup> indican que la alta aromaticidad del crudo produce valores altos de presión mínima de miscibilidad. Orr y Silva<sup>24</sup> mostraron que la solubilidad del CO<sub>2</sub> es mayor en crudos parafínicos que en crudos aromáticos y asfálticos y sostienen que los crudos asfálticos y aromáticos son mejores co-solventes y disminuyen la presión mínima de miscibilidad.

Por último Yellig y Metcalfe<sup>25</sup> argumentan que la composición del crudo ejerce muy poco o ningún efecto en la presión mínima de miscibilidad.

- **Efecto de la composición del gas en la presión mínima de miscibilidad**

Según Metcalfe<sup>26</sup> la presión mínima de miscibilidad disminuye al agregar H<sub>2</sub>S y C<sub>2</sub> al CO<sub>2</sub> y al agregar C<sub>1</sub>, la presión mínima de miscibilidad aumenta.

Para Holm y Josendal<sup>27</sup> encontraron que el contenido de hidrocarburos en el rango de C<sub>1</sub> a C<sub>4</sub> no afecta la presión mínima de miscibilidad<sup>28</sup>.

Otros autores<sup>29</sup> sostienen que adicionar N<sub>2</sub> al CO<sub>2</sub> se incrementa la presión mínima de miscibilidad.<sup>30</sup>

---

<sup>21</sup> HOLM, L. W. and JOSSENDAL V. A. Effect of Oil Composition on Miscible Type Displacement By Carbon Dioxide. En: SPE Journal, 1982.

<sup>22</sup> GLASO, O. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation. EN: SPE 12893, 1984.

<sup>23</sup> GORICNIK, B. and SARAPA, M. Relationship Between Oil Composition and Carbon Dioxide Minimum Miscibility Pressure. Proc. SZKFI and International CO<sub>2</sub> EOR Symposium, Budapest, 1983.

<sup>24</sup> ORR, F. M. and SILVA, M.K. Effect of Oil Composition on Minimum Miscibility Pressure – Part 2. Correlation. En: SPE 14150, 1985.

<sup>25</sup> YELIG, W. F. and METCALFE, R.S. Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressures. En: J.P.T. 1980.

<sup>26</sup> METCALFE, R. S. Effect of Impurities on Minimum Miscibility Pressure and Minimum Enrichment Level for CO<sub>2</sub> and Rich Gas Displacement. En: SPE 9230, 1980.

<sup>27</sup> HOLM, L. W. and JOSENDAL V. A. Discussion of Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure. EN: J.P.T, 1980.

<sup>28</sup> Ibid., p.35

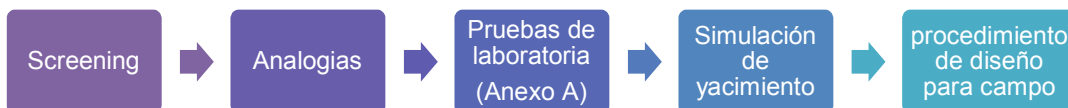
<sup>29</sup> JOHNSON, J. P. and POLLIN, J.S. Measurement and Correlation of CO<sub>2</sub> Miscibility Pressure. En: SPE/DOE 9790, 1981.

<sup>30</sup> GRAUE, D. J. and ZANA, E. Study of a Possible CO<sub>2</sub> Flood in the Rangely Field Colorado. EN: SPE 7060, 1978.

## 1.7 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN.

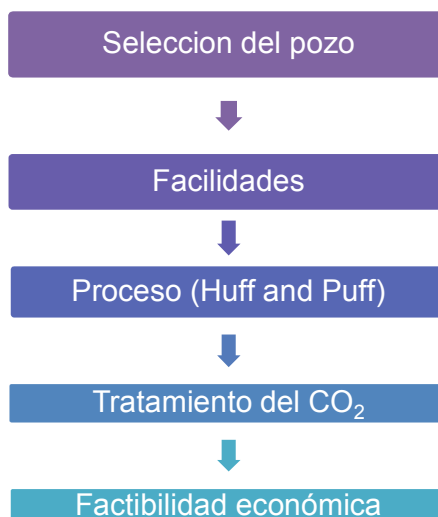
Antes de realizar un procedimiento de diseño para implementar el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> a nivel de campo. Es necesario llevar a cabo una serie de pasos principales como se observa en la figura 16. Los cuales son tratados detalladamente en el desarrollo del presente trabajo.

Figura 16. Procedimiento para la factibilidad del proceso de estimulación



Es fundamental realizar un procedimiento de diseño para la aplicación de un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> a nivel de campo, para disminuir los posibles errores en la operación y garantizar el éxito en la ejecución de la técnica. Para esto se llevarán a cabo los siguientes pasos, ver figura 17.

Figura 17. Procedimiento de diseño del proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>



### 1.7.1 Selección del pozo candidato

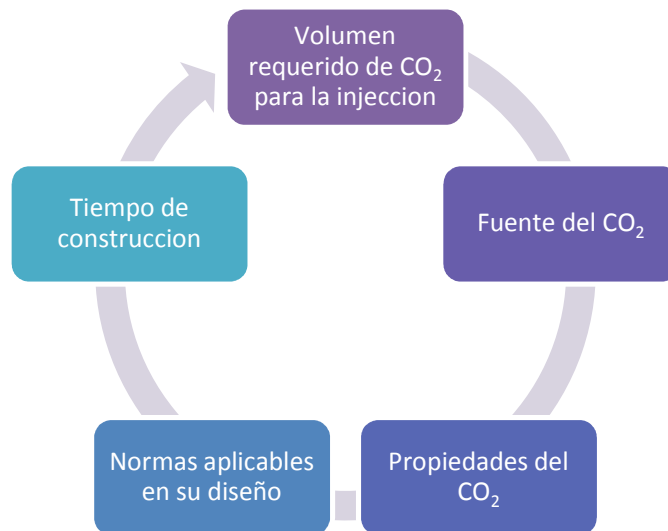
La selección del pozo candidato para la implementación de un proyecto de estimulación con CO<sub>2</sub> es fundamental, para esto se deben conocer diferentes sub-sistemas como: La integridad en superficie y fondo del pozo, el corte de agua, el potencial de producción de aceite, las unidades de flujo, la

infraestructura civil, la producción de Dióxido de Carbono en la Planta y su transporte hasta boca de pozo, las condiciones de superficie y de subsuelo, análisis del sitio, modelo y diseño actual del pozo ,condiciones del casing y la medición del pozo piloto y de pozos cercanos <sup>31</sup>.

### 1.7.2 Facilidades de superficie para un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub>

Existen diferentes factores importantes que influyen en el diseño final de las facilidades de un proceso de estimulación <sup>32</sup>, los cuales se describen a continuación en la Figura 18.

**Figura 18.**Factores que influyen en el diseño de las facilidades del proceso



**Fuente:** Design and operation of the Levelland unit CO<sub>2</sub> injection facility. Paper SPE 8410.

#### 1.7.2.1 Volumen requerido de CO<sub>2</sub> para la inyección del piloto

Para el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> son requeridos algunos millones de pies cúbicos, estos pueden ser determinados mediante diferentes condiciones de yacimiento como son: Espesor de la arena, Saturación de Agua (Sw), So (1-Sw), Porosidad, Volumen poroso total (pies<sup>3</sup>), Volumen afectado (%). Con todos

<sup>31</sup>DUQUE, J. Lecciones aprendidas del piloto de estimulación cíclica con CO<sub>2</sub> en el campo Llanito de Ecopetrol S.A. 2009. Pág 10

<sup>32</sup>MACON, Richard B. DESIGN AND OPERATION OF THE LEVELLAND UNIT CO<sub>2</sub> INJECTION FACILITY. Amoco Production Co. SPE 8410. 1979. Pág. 1.

estos parámetros es posible determinar un volumen a inyectar teórico con el fin de evitar la canalización. Este volumen también puede ser calculado realizando un análisis de sensibilidad convencional mediante simulación numérica como se describe en el capítulo 3.

### **1.7.2.2 Fuente de CO<sub>2</sub>**

La razón principal del uso ilimitado del CO<sub>2</sub> en proyectos de recuperación de hidrocarburos es la baja disponibilidad en las cantidades (ton/D) necesarias para este tipo de estimulaciones, y las distancias existentes entre la fuente y el pozo, las cuales bajo la geografía del país, dificultan la operación logística imposibilitando la ejecución de dichos proyectos<sup>33</sup>.

La importancia de la disponibilidad es determinante para un proyecto de estimulación. Las principales fuentes de CO<sub>2</sub> son la oxidación de la materia orgánica dispersa (**MOD**), la maduración de la MOD húmica, la termo descomposición y el termo metamorfismo de las rocas carbonatadas. Tres recursos posibles de CO<sub>2</sub> son generalmente conocidos a nivel mundial<sup>34</sup>:

- Yacimientos naturales
- Unidades químicas
- Industrias

### **1.7.2.3 Fuente de CO<sub>2</sub> en Colombia**

El Complejo Industrial de Barrancabermeja emite cerca de 125 Millones de Pies Cúbicos por Día (MMscf/D) de Dióxido de Carbono, de los cuales 120 MMscf/D son productos de los gases de combustión emitidos por calderas y hornos; y tan solo 5 MMscf/D son emitidos como subproductos o como gases residuales, lo que permite que su nivel de pureza técnico sea superior al 90%

---

<sup>33</sup> DUQUE, J, et al. Lecciones aprendidas del piloto de estimulación cíclica con CO<sub>2</sub> en el campo Llanito de ECOPETROL S.A. Artículo XIII Congreso de petróleo y gas ACIPET.2009. p.5.

<sup>34</sup> MURO, Heron, Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria. PEMEX E & P. Pág. 1.

La empresa PRAXAIR Inc – casa matriz de Líquido Carbónico Colombiana, cuenta con una planta de tratamiento de gases residuales ricos en CO<sub>2</sub>, proveniente de la refinería. La cercanía de la planta a la zona de influencia petrolera del Magdalena Medio, convierte esta planta en la fuente ideal para el abastecimiento de CO<sub>2</sub> para estimulación.

#### **1.7.2.4 Propiedades del CO<sub>2</sub>**

El CO<sub>2</sub> es un gas incoloro y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10%. También puede encontrarse como líquido o en estado sólido. Su masa molecular es de 44.01 g/mol y tiene una densidad con respecto al aire de 1.529 a condiciones normales (1.033 kg/cm<sup>2</sup> y 0°C). Su temperatura y presión crítica son de 31 °C y 1071 psi.<sup>35</sup>

#### **1.7.2.5 Tiempo de construcción de las facilidades**

El tiempo construcción en el diseño de las facilidades para el uso de CO<sub>2</sub>, juega un papel muy importante, debido a que se dispone de muy poco tiempo, esto limitará la selección de algunos materiales, debido a los largos plazos de entrega añadiéndole un mayor costo al proyecto. Por lo tanto es necesario programar adecuadamente el tiempo de construcción de este para permitir que la operación sea llevada con éxito<sup>36</sup>.

#### **1.7.2.6 Normas aplicables en su diseño**

Todas las tuberías y recipientes son diseñados de acuerdo con las normas ANSI y los códigos ASME. Estos son fundamentales para cumplir con todos los códigos y especificaciones aplicables en este proceso<sup>37</sup>.

---

<sup>35</sup>MURO, Heron, Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria. PEMEX E & P. Pág. 3.

<sup>36</sup>MACON, Op.cit., p.2.

<sup>37</sup>Ibid., p.2.

### 1.7.3 Descripción del procedimiento de diseño para la ejecución del proceso

Para la implementación de la técnica de estimulación Huff and Puff se plantean 4 pasos fundamentales, como se observa en la Figura 19:

Figura 19. Pasos fundamentales para realizar un proceso de estimulación

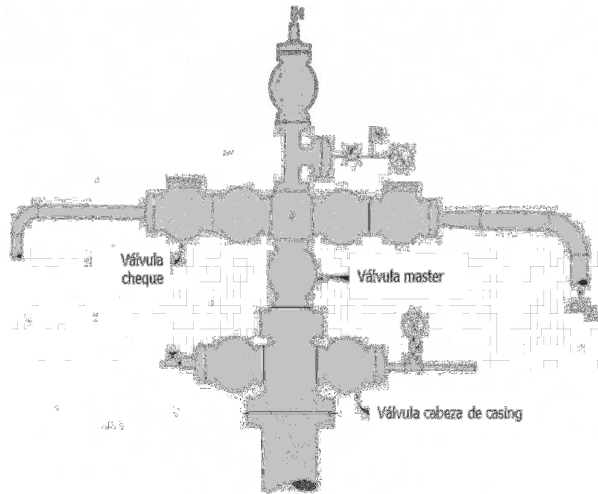


#### 1.7.3.1 Acondicionamiento del pozo.

Inicialmente se realiza un aislamiento temporal completo de la formación en la cual se implementa la técnica. El objetivo es evitar cualquier contacto del CO<sub>2</sub> con el agua de producción. Durante esta intervención se bombea por el anular del pozo un inhibidor de corrosión, que es desplazado con Petróleo con el fin de proteger el revestimiento creando una película sobre este.

Después se coloca una sarta y un empaque de inyección de doble agarre. En cabeza de pozo se instala un arbolito de válvulas ver Figura 20, dejando el pozo en condiciones de inyección.

**Figura 20.** Árbol de válvulas para la inyección de CO<sub>2</sub>



**Fuente:** Modificado De: Desing and operation of the Levelland unit CO<sub>2</sub> injection facility. Paper SPE 8410.

### 1.7.3.2 Inyección

El CO<sub>2</sub> puede existir como gas, líquido y sólido en el punto triple, cuando la presión es de 60,43 lpc y la temperatura es de -69,9 F debido a estas características es muy importante que la presión se mantenga por encima de 60,42 psi durante la inyección y transporte del CO<sub>2</sub> para prevenir la formación de sólidos que no son nada deseables en un proyecto de recuperación mejorada de petróleo. La inyección cíclica de CO<sub>2</sub> en campo se ha realizado en estado líquido, el cual es entregado de esta forma en cabeza y la empresa encargada de la inyección, debe contar con el equipo adecuado para inyectarlo en este estado.

Para un proceso de inyección cíclica, el CO<sub>2</sub> puede ser transportado mediante tuberías como por tanqueros (cisternas) o tren, este es transportado desde la fuente hasta el campo donde se implemente la técnica. Cabe destacar que en Colombia solo se han utilizado las cisternas como medio de transporte, los cuales poseen una capacidad máxima de carga de 25 Toneladas.

Durante la ejecución de la inyección, las intervenciones con los diferentes equipos involucrados se deben realizar con el correspondiente manejo de las

políticas de salud, seguridad y medio ambiente; tomando las medidas preventivas necesarias como el uso de los elementos de protección personal adecuados a cada situación (manejo de líquidos criogénicos y solventes), cuidado del suelo y manejo de residuos. Se deben organizar los programas de bombeo aclarando roles y parámetros en reuniones pre operacionales, contando con todo el personal operativo y logístico involucrado para asegurar el éxito de la operación.

**Equipo de Inyección:** Se debe utilizar una unidad de adquisición de datos como se observa en la Figura 21, para realizar el monitoreo en tiempo real mediante el sistema “ISOPLEX” que envía los datos al programa “JOB MASTER” el cual en un ambiente de Windows da la versatilidad del manejo de los datos para la elaboración de curvas y otros recursos que facilitan la visualización del comportamiento de la inyección.

**Figura 21.** Unidad de adquisición de datos.



**Fuente:** BJ Services

Un equipo fundamental es la unidad de Fracturamiento Hidráulico, ilustrada en la Figura 22, la cual opera a control remoto para ser adaptada a un manifold de succión, el cual es diseñado originalmente para fluidos de fractura, ilustrado después de su modificación en la Figura 23.

**Figura 22.** Unidad de Fracturamiento Hidráulico.



**Fuente:** BJ Services

**Figura 23.** Manifold de succión modificado



**Fuente:** BJ Services

Es importante cambiar el aceite de lubricación por uno adecuado para trabajar a bajas temperaturas (los gases licuados presentan temperaturas inferiores al punto de congelación del agua), que garanticen el buen funcionamiento de la empaquetadura, y los pistones de la bomba tríplex durante los días del bombeo.

### 1.7.3.3 Operación.

El procedimiento de inyección detallado es el siguiente: Inicialmente se realiza la movilización e instalación (Rig Up) de la unidad de adquisición de datos, fracturador y líneas de inyección las cuales se prueban hasta alcanzar una presión máxima.

El proceso de inyección se inicia con el movimiento de las primeras cisternas cargadas de CO<sub>2</sub> líquido; posteriormente se realiza el enfriamiento del sistema (Cold Down) como se aprecia en la Figura 24 y se abre el árbol de navidad para iniciar la inyección del CO<sub>2</sub> líquido en superficie.

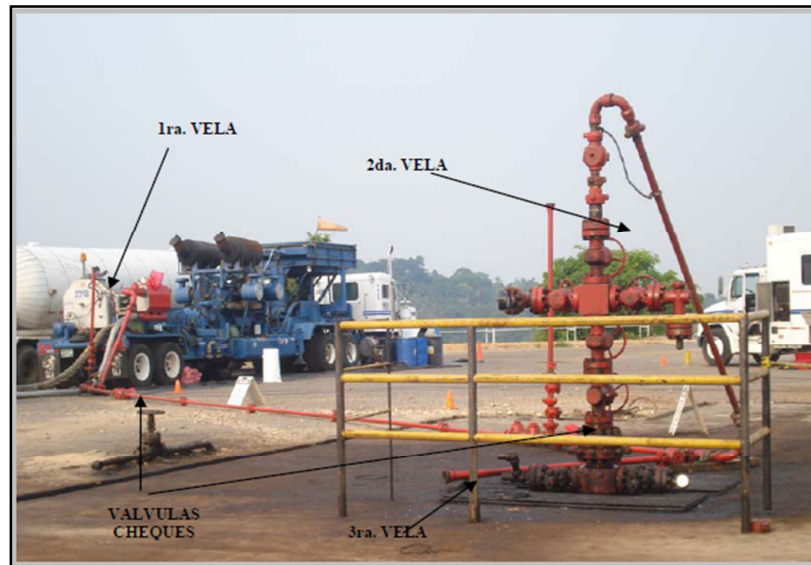
**Figura 24.** Cold Down o enfriamiento de líneas.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A.

La tubería de inyección consta de tres velas las cuales sirven para el venteo al momento de las pruebas de las líneas, presenta dos válvulas cheques y tres sensores de presión, uno en la salida de la bomba TRIPLEX, otra en la primera vela y otro después de la segunda vela como se observa en la Figura 25.

**Figura 25.** Facilidades de superficie para la inyección



**Fuente:** Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A

La presión de inyección es controlada mediante sensores ubicados a través de la línea de inyección, los cuales controlan también el caudal de inyección estos son reportados al centro de operaciones como se observa en la Figura 26.

**Figura 26.** Centro de operaciones.

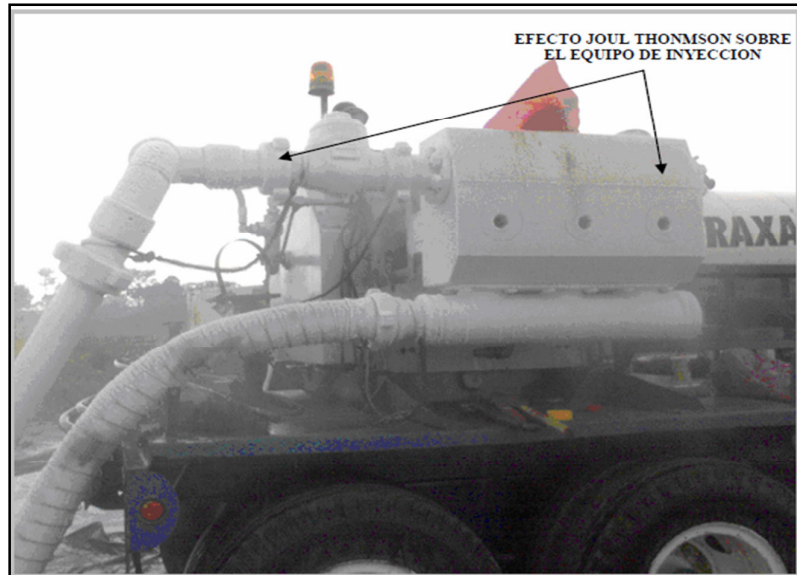


**Fuente:** Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A.

Durante la inyección se da el efecto Joule Thomson, debido a que el CO<sub>2</sub> está aproximadamente a -18 °C. creando una película de escarcha en la tubería, en

la bomba Tríplex y en el árbol de navidad como se observa en la Figura 27 el Efecto Joule Thomson

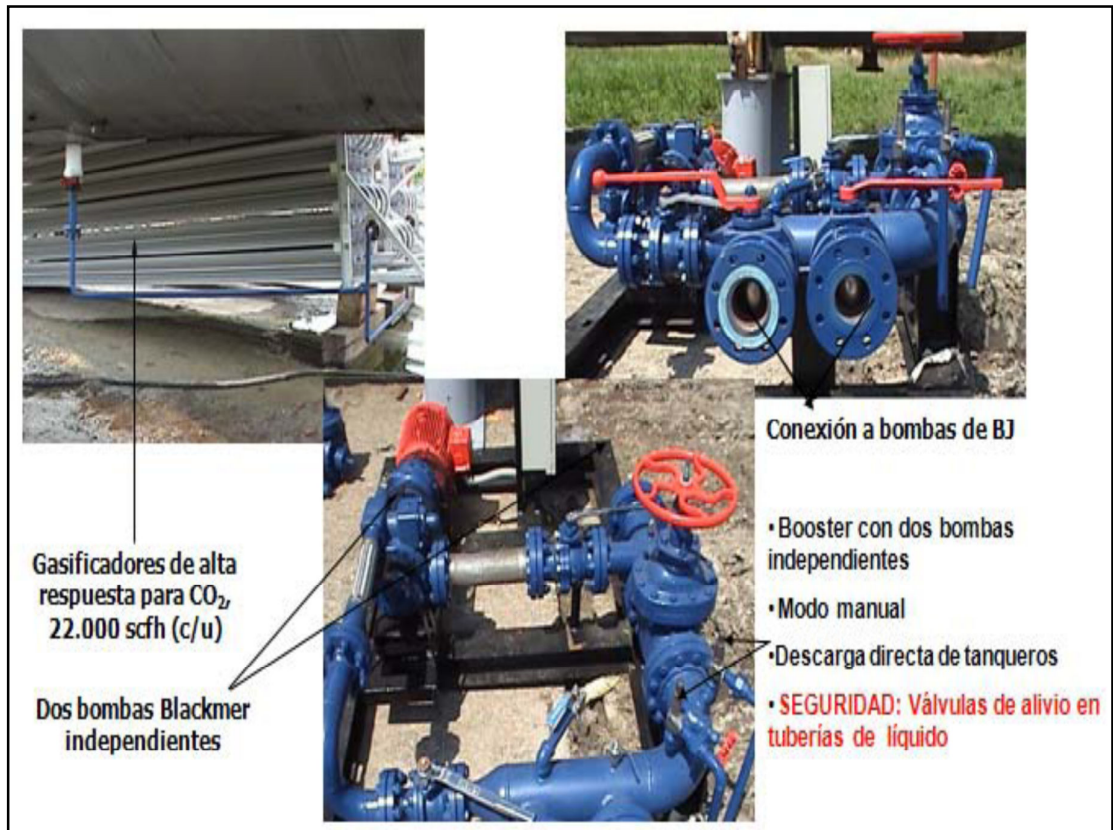
**Figura 27.** Efecto Joule Thomson



**Fuente:** Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A

En el sistema de inyección, el CO<sub>2</sub> sale de la cisterna a una presión e ingresa mediante mangueras criogénicas, a un skid (Conjunto de equipos para bombeo intermedio) como se aprecia en la figura 28. Dotado con válvulas de seguridad, además cuenta con una bomba booster (figura 29) como alternativa (Back Up) de la bomba del Tanquero; este SKID está equipado también con un intercambiador de calor (Vaporizador ambiental de alta tasa para CO<sub>2</sub>) el cual tiene como fin, tomar líquido, gasificarlo y re-circularlo para mantener en todo momento la presión dentro de los tanqueros. Sirve para aumentar la presión y como fuente de gas para mantener presurizadas las líneas en todo momento y dar empuje a la descarga de CO<sub>2</sub> hacia la entrada a la bomba Tríplex del fracturador ver la figura 30 mediante mangueras criogénicas de 4", todas estas mangueras tienen una presión de trabajo de 600 Psi

Figura 28. Equipo de bombeo intermedio o Skid.



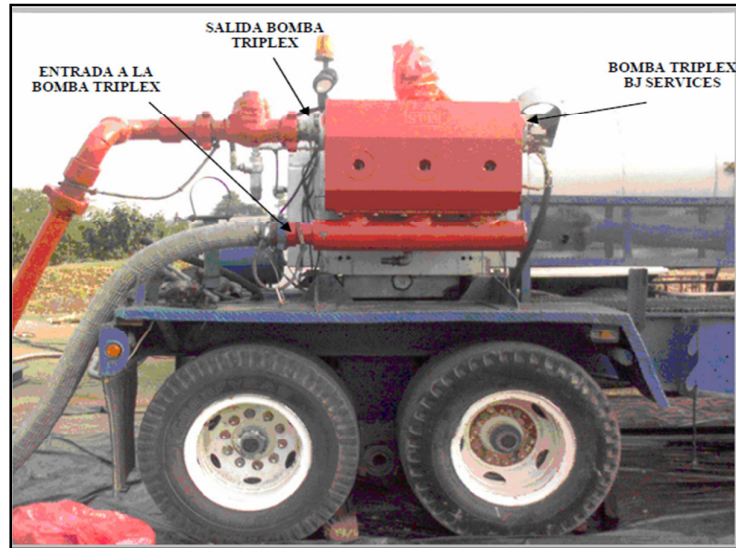
Fuente: Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A.

Figura 29. Bomba de la cisterna (Booster)



Fuente: Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A.

**Figura 30.** Bomba Tríplex



**Fuente:** Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A.

Posteriormente el CO<sub>2</sub> líquido es conducido a la bomba Triplex del fracturador, el cual eleva la presión de entrada. La tubería de inyección está diseñada para soportar 15000 psi. Antes de iniciar la inyección se enfrían las líneas en superficie con baches de CO<sub>2</sub> gaseoso y líquido con el fin de evitar la formación de nieve Carbónica dentro de la tubería. La línea de inyección cuenta con tres salidas (Velas) para verificar el venteo del CO<sub>2</sub> con el fin de enfriar las líneas.

Se deben instalar 2 válvulas cheques para controlar que el flujo sea en un solo sentido. Además se tienen tres sensores de presión, uno en la salida de la bomba tríplex, y los otros dos en la salida de las líneas de venteo.

#### **1.7.3.4 Periodo de cierre y descarga del pozo.**

De acuerdo a la literatura el tiempo de cierre recomendado en este tipo de inyecciones de CO<sub>2</sub> está entre 10 y 15 días. Posterior al cierre el pozo permanece con una presión en cabeza. En este periodo de tiempo es necesario convertir la sarta de inyección, a sarta de producción como se describe continuación

**Conversión Inyector – Productor:** La intervención del pozo se realiza con equipo de reacondicionamiento de pozos. Se verifica la presión en cabeza descargándose hasta 0 psi, se retiran conexiones de tubería, se instala mangueras y conexiones del anular al manifold. Se alinean válvulas, se ajustan los pernos de la preventora, y al quitar los seguros del Hanger, se procede a desempacar el pozo y soltar el empaque de doble agarre. Por último se saca la sarta de inyección y se baja la sarta de producción.

**Inicio de Producción y seguimiento:** Después de que el pozo se ha mantenido cerrado por cierto periodo de tiempo este se abre y se pone a producir. Debido a que la producción ocurre en el mismo pozo en el que se inyecta, un gran porcentaje de CO<sub>2</sub> puede ser producido. La producción de este puede demorarse hasta 15 días aproximadamente. El volumen de aceite incremental que se obtiene depende de la cantidad de CO<sub>2</sub> que se inyecta. Al inicio de la producción se instalan las facilidades portátiles cuyo objetivo es realizar una medición confiable del piloto y evitar que el dióxido de carbono contamine el gas de producción del pozo y tenga contacto con el agua de producción del sector.

#### **1.7.4 Tratamiento del CO<sub>2</sub>**

El dióxido de carbono líquido es cada vez más utilizado en la industria hidrocarburífera, ya que requiere un menor proceso y puede ser fácilmente reciclado. Para el tratamiento del CO<sub>2</sub> se requieren algunos aditivos perjudiciales para el medio ambiente.

Un nuevo desarrollo de un equipo internacional de ingenieros e investigadores abre una gran esperanza para la solución de este inconveniente. Durante mucho tiempo se ha perseguido el objetivo de encontrar un producto químico o aditivo capaz de modificar las propiedades del CO<sub>2</sub>, para potenciar su uso generalizado como solvente en la recuperación mejorada de petróleo, pero implicando un menor perjuicio ambiental.

Los avances tecnológicos anteriores han involucrado tensoactivos que contienen flúor, que aunque resultan operativos y funcionales para el tratamiento del CO<sub>2</sub> son altamente nocivos para el medio ambiente. El nuevo aditivo empleado como agente tensoactivos en el marco de esta investigación no contiene flúor, y es inofensivo a nivel ambiental. Las ventajas operativas del dióxido de carbono líquido, potenciado con este nuevo aditivo, es una alternativa eficaz, económica, no tóxica, no inflamable y ambientalmente responsable frente a los solventes petroquímicos convencionales. Incluso el uso de agua como disolvente, por ejemplo, trae también otros problemas. Es que después de ser utilizada para extraer el aceite de las rocas requiere de una profunda limpieza antes de poder ser empleada de nuevo, mientras que el dióxido de carbono líquido puede volver a utilizarse de inmediato. En consecuencia, se gana un tiempo valioso desde el punto de vista operativo.

El nuevo aditivo se ha denominado TC14, y ha sido sometido a prueba como surfactante a través de métodos experimentales que emplean haces de neutrones, obteniendo un punto de vista a nivel molecular del proceso logrado. Con este método es posible revelar plenamente las acciones y propiedades del sistema. Este proyecto de investigación fue financiado por el Engineering and Physical Sciences Research Council (EPSRC) del Reino Unido y por el Department of Energy de los Estados Unidos y la colaboración técnica entre la University of Bristol y la firma Kruss GmbH<sup>38</sup>

### **1.7.5 Análisis de riesgos para un proyecto de CO<sub>2</sub>**

Se identifican cuatro áreas básicas de riesgo las cuales se definen como: la ingeniería del proyecto, la calidad del Dióxido de Carbono, la operación de inyección y el seguimiento post-producción.

---

<sup>38</sup> Piacente Pablo Javier. Diseño de métodos de extracción de petróleo más eficientes y ecológicos. Instituto de la ingeniería de España. Diciembre 2010.

### **Factibilidad económica para la aplicación de CO<sub>2</sub>**

La inyección de CO<sub>2</sub> requiere grandes volúmenes de inyección dependiendo del yacimiento. En general, la economía y la disponibilidad del gas favorecerían su uso dependiendo de las condiciones del sitio donde se va aplicar el proceso. El costo del gas es una variable de mucha importancia, puede variar dependiendo ya sea de tener recursos naturales de CO<sub>2</sub> o gas procesado de las industrias o unidades químicas además del método de transporte y por supuesto de la distancia. Volúmenes demasiado grandes, tienen que ser transportados en determinados casos cientos de kilómetros hacia los campos productores de aceite<sup>39</sup>.

---

<sup>39</sup>MURO, H. Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria. 2005. Pag. 6.

## 2 SIMULACIÓN NÚMERICA DEL PROCESO DE ESTIMULACION

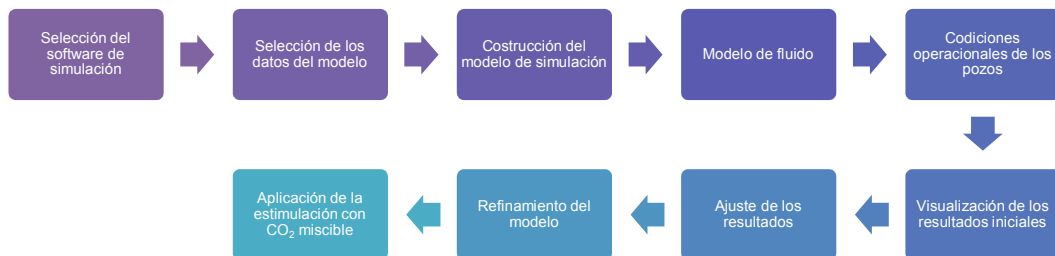
El objetivo principal del proyecto, es hacer un análisis mediante simulación numérica del efecto de la estimulación con CO<sub>2</sub> miscible como método de recobro mejorado. Con el fin de establecer un escenario apropiado, fue necesario utilizar las propiedades de los campos encontrados en la literatura donde se ha aplicado la técnica, además se tuvieron en cuenta los parámetros de screening del proceso, para tener un punto de partida de las características de yacimiento, las cuales fueron adaptadas para encontrar un modelo conceptual en el cual el proceso de estimulación fuera exitoso.

La simulación de yacimientos es una de las ramas más importantes de la ingeniería de petróleos, utilizada para la predicción de procesos de recobro mejorado, previa a su implementación en campo. En ésta se combinan conocimientos de diferentes áreas tales como métodos numéricos, geología, petrofísica, ingeniería de yacimientos, producción entre otras.

### 2.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

Para un adecuado desarrollo del presente estudio de simulación se dividió en dos partes: la primera es la construcción de un modelo de simulación, en la cual se definen todas las variables y propiedades. La segunda está enfocada al análisis de las principales variables operacionales y de yacimiento que intervienen en el proceso como se observa en la figura 31.

**Figura 31.** Metodología de simulación para el modelo conceptual



### **2.1.1 Selección del software de simulación**

En la selección del software fue necesario escoger un simulador composicional que permitiera evaluar el proceso, además de proyectar resultados confiables y representativos. El simulador de yacimientos que se empleó para realizar el modelamiento numérico fue GEM (Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator) de la compañía CMG <sup>40</sup>.

GEM es un simulador de yacimientos composicional con características avanzadas, para el modelamiento de procesos de hidrocarburos donde la composición de los fluidos afecta el recobro, también modela asfáltenos, mantos de carbón y la geoquímica para la captura de varios gases ácidos y de CO<sub>2</sub>.

Entre las aplicaciones del simulador GEM, se encuentran:

- Inyección de gas ácido
- Inyección de gas
- Inyección de gas condensado
- Primaria y recobro de mantos de carbón de metano
- Captura de los gases de efecto invernadero
- Efectos térmicos
- Fracturamiento de yacimientos <sup>41</sup>

### **2.1.2 Selección de los datos de yacimiento y operacionales del modelo**

Estos datos corresponden a las variables del medio poroso y condiciones operacionales, las cuales fueron seleccionadas teniendo en cuenta:

- Los criterios de screening para el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> presentados en el primer capítulo.

---

<sup>40</sup> Computer Modelling Group

<sup>41</sup> Generalized Equation of State Model Reservoir Simulator. Dynamic Reservoir Modeling. Tomado de [http://www.cmgroup.com/software/brochures/GEM\\_FactSheet.pdf](http://www.cmgroup.com/software/brochures/GEM_FactSheet.pdf)

- La información recopilada de experiencias de campo a nivel mundial donde se ha aplicado el proceso, presentada en el primer capítulo.

## 2.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Para la construcción del modelo conceptual de simulación, el primer objetivo fue establecer el grid en el cual se implementaría el proceso de recuperación planteado y para esto se incluyeron: las propiedades de roca y fluido, las propiedades iniciales del yacimiento, la generación del PVT, el área del yacimiento sobre el cual se va a realizar el análisis, además del número de celdas que van a conformar el modelo de simulación y el tipo de refinamiento. Para lograr obtener finalmente un modelo representativo.

### 2.2.1 Definición del enmallado de simulación

Después de identificar las propiedades más importantes del yacimiento y de los fluidos, se describieron las características generales del grid de simulación, como se observan en la tabla 10.

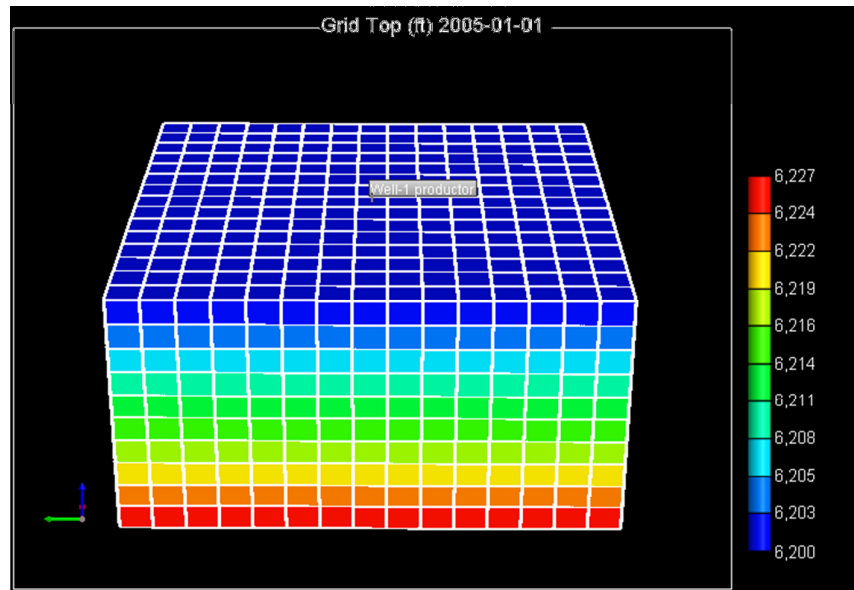
**Tabla 10.** Características generales del grid de simulación

CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Número de bloques	4680
Dimensiones del Grid	NI=15, NJ=15, NK=10
Número de pozos perforados	1
Profundidad del contacto agua aceite (pies)	6320

**Fuente:** Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

El enmallado de simulación se refiere al número de celdas y a la manera como se van a distribuir estas para representar la extensión física y la forma del yacimiento. El tipo de enmallado establecido fue cartesiano, ver figura 32.

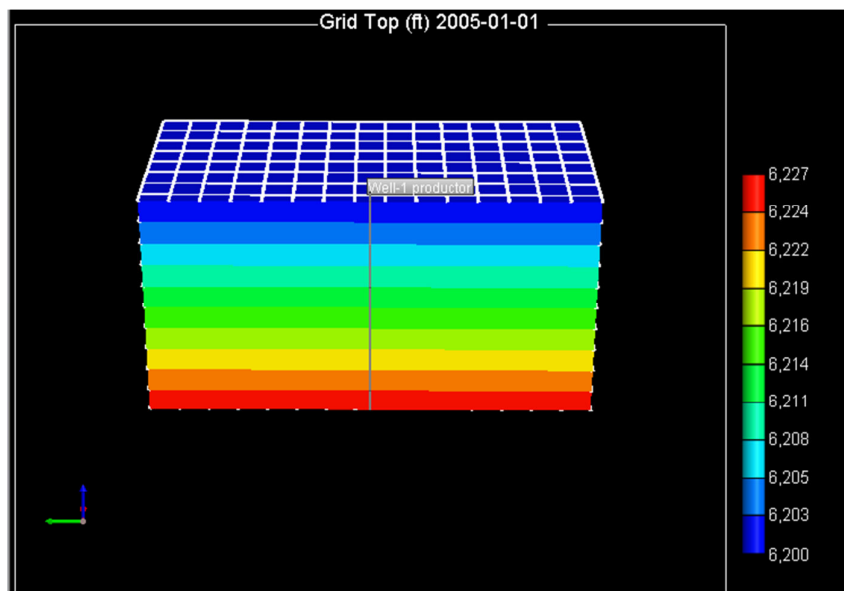
**Figura 32.** Enmallado de simulación vista 3D



**Fuente:** Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

Elaborado el modelo de simulación se procede a realizar las corridas preliminares, para verificar el comportamiento de éste y corregir los posibles errores de inconsistencia. Dentro del modelo de simulación se perforó un pozo como se muestra en la figura 33.

**Figura 33.** Enmallado de simulación vista lateral



**Fuente:** Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

### 2.2.2 Condiciones iniciales

El segundo paso para el desarrollo del modelo consistió en identificar las condiciones iniciales del mismo, así como las propiedades de la roca y del fluido, entre otros, como se describen en la tabla 11.

**Tabla 11.** Propiedades de la roca y fluido del modelo de simulación

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad (ft)	6200
Espesor (ft)	30
Porosidad (%)	14
Saturación de agua (%)	20
Permeabilidad (mD)	30
Temperatura del yacimiento (°F)	186
Viscosidad (cP)	0.8335
Presión del yacimiento (Psi)	2700
Gravedad API	40

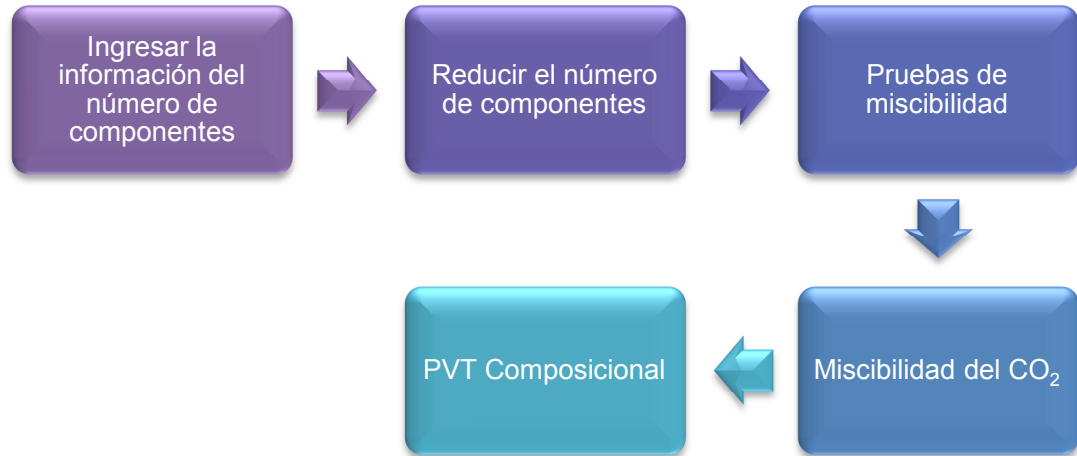
**Fuente:** Tutorial de Simulación GEM. Computer Modelling Group. 2009

### 2.2.3 Modelo de fluidos

WINPROP es una herramienta del simulador CMG la cual tiene como base el modelamiento del comportamiento de las fases y las propiedades de los fluidos del yacimiento. Se puede utilizar para: Caracterización de los componentes, generación de un PVT, modelamiento de los experimentos de laboratorio entre otros.

Para la implementación de un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible es necesario generar un PVT para el cual se utilizó la herramienta Winprop y se implementaron seis pasos principales como se describen a continuación en la figura 34.

**Figura 34.** Metodología implementada durante la generación del PVT



**Fuente:** Tutorial de Simulación GEM. Computer Modelling Group. 2009

### 2.2.3.1 Ingreso del número de componentes

Para poder generar un PVT representativo es necesario ingresar al simulador la información básica del número de componentes, en la cual se incluye la composición del hidrocarburo y del solvente, las cuales son necesarias para la caracterización del fluido. El tipo de crudo utilizado fue un aceite volátil con la composición especificada en las tablas 12, 13 y 14, ya que la información fue suministrada por la compañía CMG para evaluar el proceso; también se utilizó la ecuación de Peng Robinson de 1978, por ser la ecuación que produce mejores estimaciones en la técnica de estimulación con CO<sub>2</sub> y la recomendada para crudos livianos.

**Tabla 12.** Composición del solvente

Componentes	Composición del solvente
CO <sub>2</sub>	0.0068
N <sub>2</sub>	0.0146
C <sub>1</sub>	0.448
C <sub>2</sub>	0.0989
C <sub>3</sub>	0.3105
NC <sub>4</sub>	0.0904
NC <sub>5</sub>	0.0285
C <sub>6</sub>	0.0008
C <sub>7+</sub>	0.0015

**Fuente:** Manual Computer modelling Group, 2009. GEM.

**Tabla 13.** Composición del fluido del yacimiento

Componente	Fracción molar
H <sub>2</sub> S	0.0027
CO <sub>2</sub>	0.0101
N <sub>2</sub>	0.0018
C1	0.1257
C2	0.0699
C3	0.0664
IC4	0.0235
NC4	0.0471
IC5	0.0282
NC5	0.0514
FC6	0.0472
FC7	0.0444
FC8	0.0493
FC9	0.0299
FC10	0.0404
FC11	0.0316
FC13	0.0254
FC12	0.0255
FC14	0.0207
FC15	0.0186
FC16	0.0151
FC17	0.0134
FC18	0.0129
FC19	0.0114
FC20	0.0089
FC21	0.0075
FC22	0.006
FC23	0.0055
FC24	0.005
FC25	0.0049
FC26	0.0031
FC27	0.0029
FC28	0.0019
FC29	0.0011
NC7	0.0081
NC8	0.0314
NC9	0.0021
C6H6	0.0019
CC6	0.0278

C30+	Fracción Molar	SG	MW
	0.0693	0.97	400

**Fuente:** Manual Computer modelling Group, 2009. GEM.

**Tabla 14.** Propiedades del C7+

Propiedades del C7+	
Peso molecular	320.9
TPC K	286.6
PPC psia	638.1

**Fuente:** Manual Computer modelling Group, 2009. GEM.

Un parámetro importante es la clasificación de la fracción plus (cn+), para esto es necesario como mínimo conocer dos valores experimentales: el peso molecular y gravedad específica del componente. También es necesario

conocer la temperatura de yacimiento y la presión de saturación ya que se ingresan en todas las pruebas experimentales PVT utilizadas.

▪ **Pruebas de presión, volumen y temperatura**

Las pruebas PVT son fundamentales ya que soportan los cálculos que permiten determinar las reservas del yacimiento y predecir el comportamiento de la producción a medida que el yacimiento se va explotando. Éstas son un análisis de presión (P), volumen (V) y temperatura (T) las cuales se realizan en laboratorio para determinar propiedades termodinámicas del crudo como: presión de saturación, análisis composicional, determinación de la viscosidad entre otras. Las pruebas ingresadas para la generación del PVT son: liberación a composición constante CCE, ver la tabla.15. En esta prueba se determina el volumen relativo de petróleo con el fin de estimar la presión de saturación del crudo, densidad del líquido entre otras.

**Tabla 15.** Prueba Liberación a Composición Constante.

Presión Psia	Volumen relativo Volumen(1)	Densidad del aceite Gms/cc
2015	0.985	0.753
2015	0.988	0.751
1515	0.993	0.747
1015	0.997	0.744
740	1	0.742
615	1.11	0.743
465	1.324	0.752
315	1.901	0.766
190	1.155	0.795
130	0.89	0.803
15	1.65	0.813

**Fuente:** Tutorial Computer Modelling Group. GEM. 2009

También se ingresa el experimento de liberación diferencial con el cual se obtiene la relación Gas-petróleo ( $R_s$ ) y el ( $B_o$ ) ver la tabla N.16.

**Tabla 16.** Experimento de Liberación Diferencial

Experimento de Liberación Diferencial								
Presión	Relación gas aceite	Oil Volumen	Gravedad específica	Factor Z	Factor volumétrico del gas de formación	viscosidad del aceite Centipoise	Calculo de la viscosidad del gas Centipoise	Densidad del aceite Gms/cc
PSIA								
740	299.3	1.219				0.65		0.742
615	270.6	1.209	0.82	0.9199	0.0275	0.68	0.0132	0.743
465	236.4	1.186	0.803	0.9393	0.0371	0.72	0.013	0.752
315	188.1	1.175	0.883	0.9478	0.0554	0.83	0.0125	0.766
190	140.4	1.155	1.072	0.9524	0.0927		0.0116	0.795
130	106.7	1.098	1.227	0.9558	0.1366	0.89	0.011	0.803
15	0	1.027	1.621	0.9916	1.2346	1.65	0.0102	0.813

**Fuente:** Manual Computer Modelling Group, 2009. GEM.

Una prueba fundamental en el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible es la prueba de hinchamiento ver la tabla N.17, en la cual se pone en contacto el crudo con distintas fracciones del gas de inyección con el objetivo de estimar la presión de saturación para cada punto de hinchamiento.

**Tabla 17.** Prueba de Hinchamiento

No.	Fracción molar del solvente	Bpt (psig)	Bpt (psia)	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Hinchamiento Factor (ratio)	Gor (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Densidad (g/cc)	Viscosidad (cp)
0	0	725	740	1.18	1.00	44	0.753	0.85
1	0.108	885	900	1.21	1.03	67	0.739	0.832
2	0.297	1473	1488	1.43	1.21	123	0.707	0.556
3	0.54	1970	1985	1.82	1.54	277	0.626	0.288
4	0.803	2340	2355	3.68	3.12	675	0.48	0.171

**Fuente:** Manual Computer Modelling Group, 2009. GEM.

Por último se ingresa la prueba de separador, la cual proporciona datos como la relación gas aceite (GOR), la gravedad API del crudo y el factor volumétrico del aceite (Bo) tabla 18.

**Tabla 18.** Prueba de separador

PRUEBA DE SEPARADOR	
Relación gas aceite (GOR)	247.04
Factor volumétrico del aceite (Bo)	1.18
°API del crudo	40

**Fuente:** Manual Computer Modelling Group, 2009. GEM.

- **Ajuste de las pruebas experimentales**

Una vez ingresadas todas las pruebas experimentales PVT, el objetivo es lograr un ajuste de estas con las calculadas por el simulador. Para esto se realizaron una serie de pasos descritos a continuación los cuales se explican más detalladamente en el Anexo B.

### **2.2.3.2 Reducción del número de componentes**

Para lograr este ajuste primero se realizó una regresión a todas las pruebas y a la fracción C30+. Luego se redujeron el número de componentes con el fin de seguir ajustando las curvas y generar los grupos para los Pseudocomponentes del diagrama ternario generado por Winprop, para lo cual se debe hacer regresión al grupo de componentes pesados del C21 a C30 para las variables de Pc, Tc, Ac, MolW.

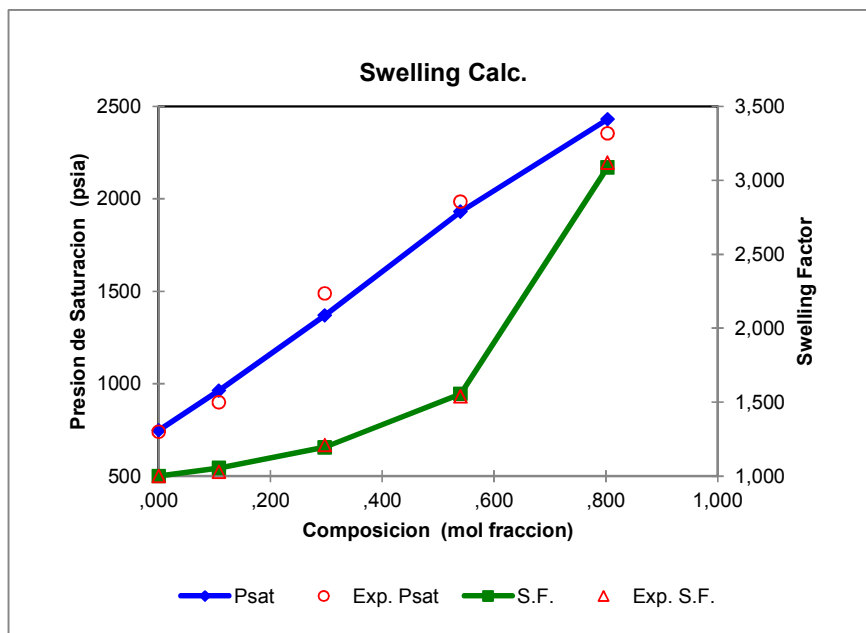
### **2.2.3.3 Pruebas de miscibilidad**

El siguiente paso es agregar cada uno de los contactos como son: el de primer contacto y los de múltiples contactos, para nuestro proyecto los valores reportados de la prueba de Slim Tube fueron: miscibilidad al primer contacto se encuentra a una presión de 3120 psi y la miscibilidad a múltiples contactos a 2350 psi.

### **2.2.3.4 Miscibilidad del CO<sub>2</sub>**

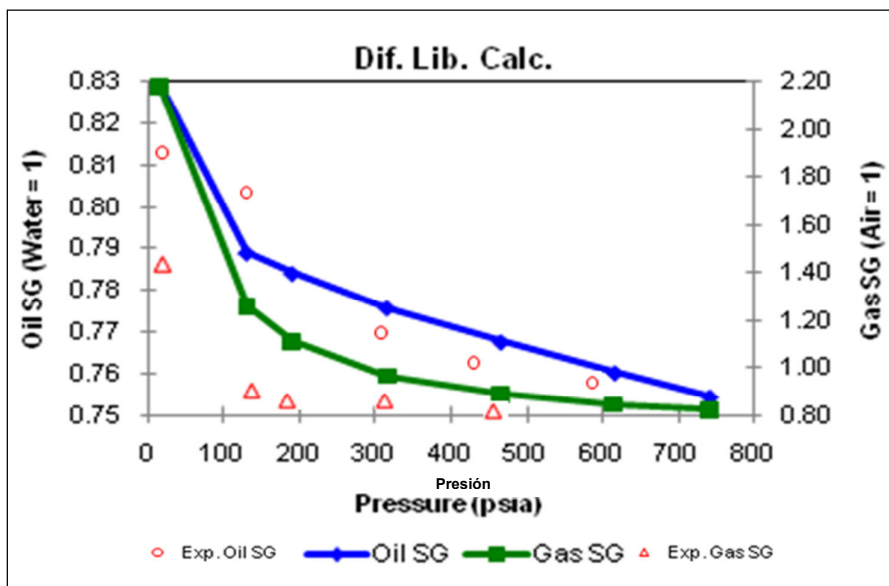
Un parámetro fundamental en la generación del PVT, es ingresar la información de la miscibilidad del CO<sub>2</sub>, para lo cual se agrega la prueba de hinchamiento del solvente y se ingresa el método de Li-Nghiem's para definir la solubilidad del gas en la fase acuosa. Por último se corre el simulador con los nuevos datos ingresados con lo cual se logra un ajuste de algunas de las pruebas experimentales PVT, los cuales se muestran a continuación en las figuras 35 a 40.

Figura 35. Ajuste de la prueba hinchamiento con la solubilidad del CO<sub>2</sub>



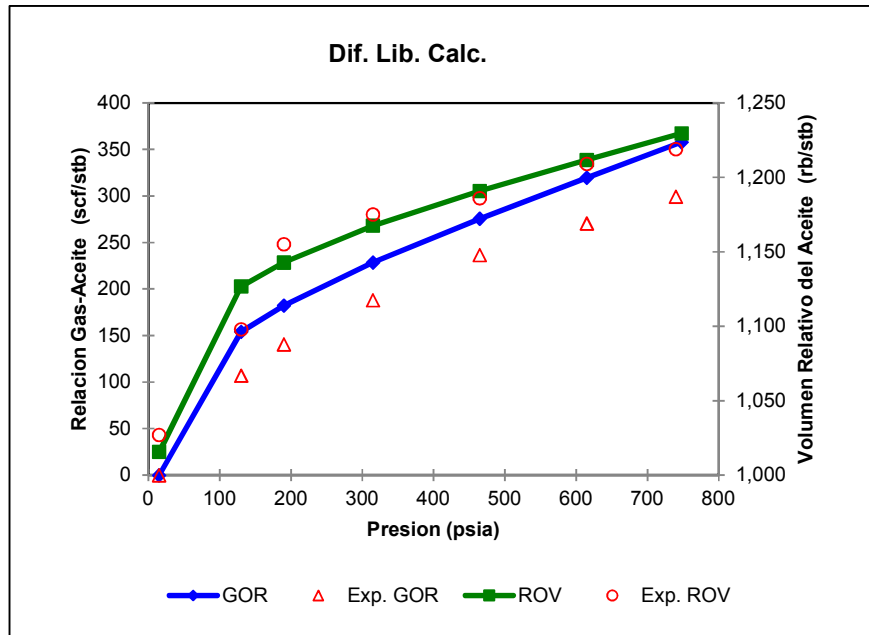
Fuente: Winprop Computer Modelling Group (CMG)

Figura 36. Ajuste de la prueba liberación diferencial con solubilidad del CO<sub>2</sub>



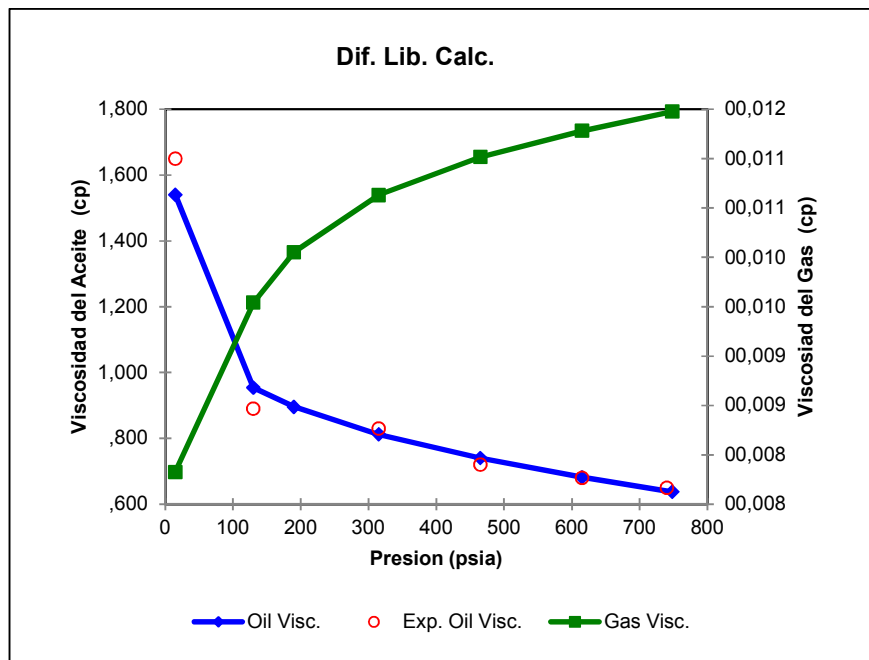
Fuente: Winprop Computer Modelling Group (CMG).

Figura 37. Ajuste del GOR & Volumen relativo aceite con solubilidad del CO<sub>2</sub>



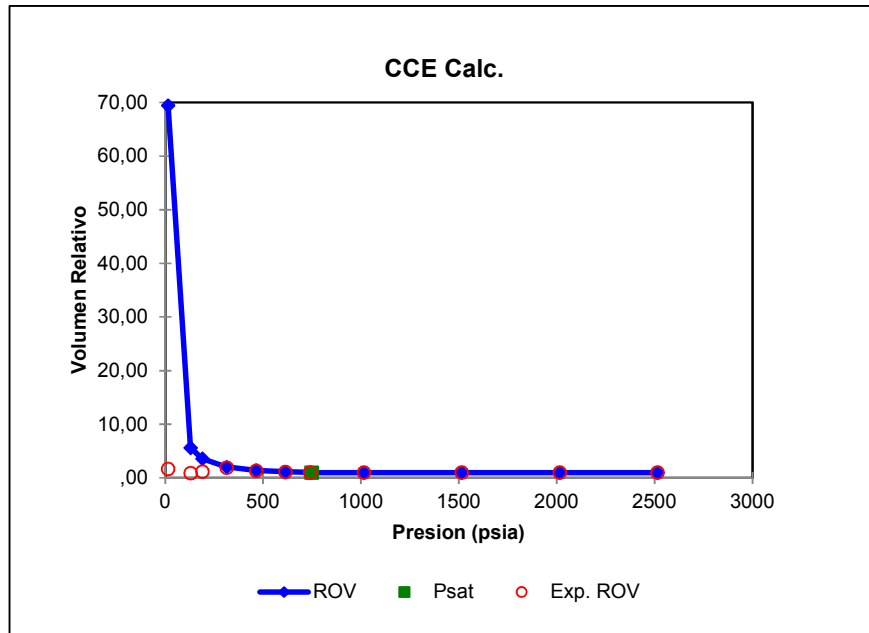
Fuente: Winprop. Computer Modelling Group (CMG).

Figura 38. Ajuste de la viscosidad del aceite & gas con la solubilidad del CO<sub>2</sub>



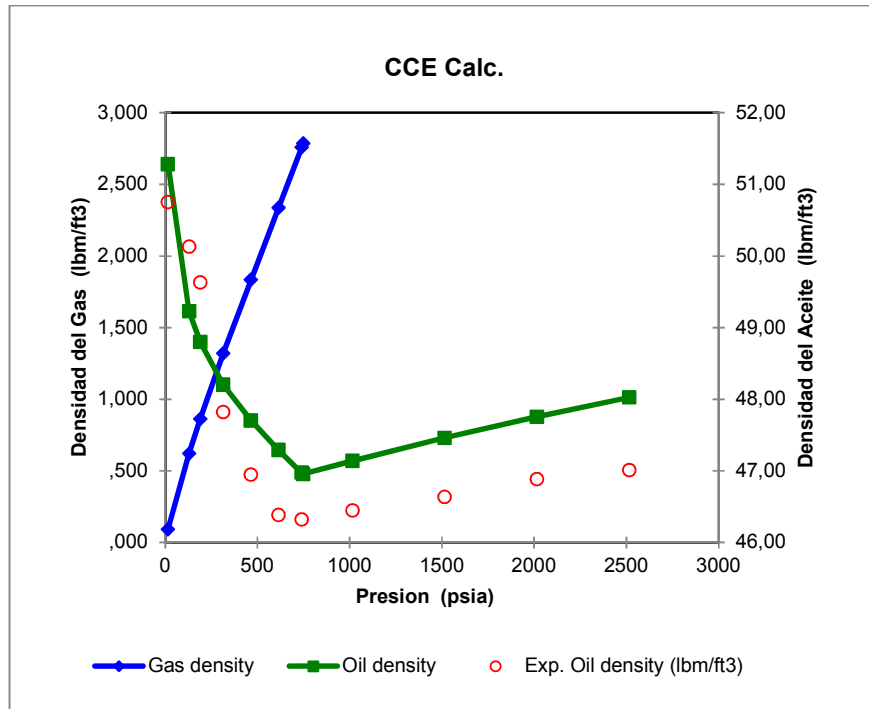
Fuente: Winprop. Computer Modelling Group (CMG).

**Figura 39.** Ajuste del volumen relativo del aceite con la solubilidad del CO<sub>2</sub>



Fuente: Winprop Computer Modelling Group (CMG).

**Figura 40.** Ajuste de la densidad del gas y aceite con la solubilidad del CO<sub>2</sub>



Fuente: Winprop Computer Modelling Group (CMG).

▪ **Diagrama ternario**

La creación de un diagrama ternario ayuda a corroborar las condiciones de miscibilidad del proceso se deben realizar todos los pasos descritos anteriormente y por último se ingresa a la opción de múltiples contactos, la cual toma los tres grupos creados en la reducción de componentes, estos se dividen en livianos en la parte del tope para el pseudocomponente 1 (N<sub>2</sub> a C<sub>1</sub>), intermedio en la parte derecha para el pseudocomponente 2 (H<sub>2</sub>S a CO<sub>2</sub> y C<sub>2</sub> a NC<sub>4</sub>) y pesados en la parte izquierda del diagrama para el pseudocomponente 3 (Los demás componentes) ver figura 41.

Como se puede observar en la tabla 19. Winprop genera un archivo .txt el cual reporta las composiciones del aceite y la del solvente así como la división de los Pseudocomponentes mencionada anteriormente.

**Tabla 19.** Composición del aceite, solvente.

```

Finding MCM pressure
Multiple contact calculations

Summary of Multiple Contact Miscibility Study at      2350.00 psia      186.00 deg F
step size = 0.0500
mixing ratio = 0.1000 : 0.9000

solvent formed by mixing Dry gas with LPG in molar ratio 1.0000 : 0.0000

Component      Original oil  Dry Gas  LPG  Solvent      Pseudo-component
-----
H2StoCo2       1.2800      0.96    0.00  0.9600      H2StoCo2
N2 toC1        12.7500     65.05   0.00  65.0500     N2 toC1
C2 toNC4       20.6900     32.38  100.00  32.3800     C2 toNC4
IC5toC7        17.1200     1.61    0.00  1.6100
C8 toC12       17.6600     0.00    0.00  0.0000
C13toC20       12.6500     0.00    0.00  0.0000
C21toC30       17.8500     0.00    0.00  0.0000
C8 toC12
C13toC20
C21toC30

FRY : mole % of vapor phase
SS  : single phase
  
```

**Fuente:** Winprop Computer Modelling Group (CMG).

Analizando los datos obtenidos de la tabla anterior se suman los porcentajes para determinar la composición del aceite y del solvente y verificar los resultados obtenidos por el simulador al generar el diagrama ternario ver tabla 20 y 21.

**Tabla 20.** Composición del aceite

Pseudocomponente 1	Pseudocomponente 2	Pseudocomponente 3
N2-C1	H2S-CO2 C2-NC4	iC5-C7 C8-C12 C13-C20 C21-C30
12.75 %	21.97 %	65.28 %

Fuente: Winprop Computer Modelling Group (CMG).

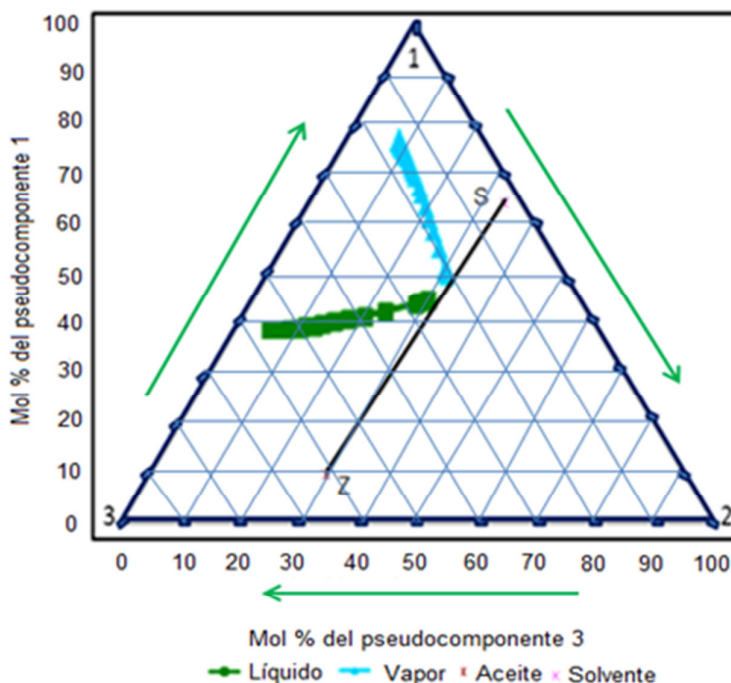
**Tabla 21.** Composición para el solvente

Pseudocomponente 1	Pseudocomponente 2	Pseudocomponente 3
N2-C1	H2S-CO2 C2-NC4	iC5-C7 C8-C12 C13-C20 C21-C30
65.05 %	33.34 %	1.61 %

Fuente: Winprop Computer Modelling Group (CMG).

La herramienta Winprop genera un diagrama ternario ver la figura 41, en el cual se observa que por múltiples contactos a temperatura y presión de trabajo, el CO<sub>2</sub> es miscible con el crudo a múltiples contactos y se comprueban los resultados obtenidos por la prueba del Slim Tube descrita en el Anexo A.

**Figura 41.** Diagrama ternario obtenido con Winprop



Fuente: Winprop. Computer Modelling Group (CMG).

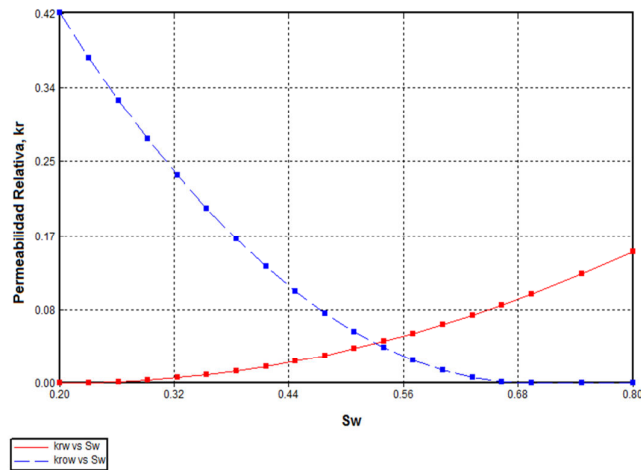
### 2.2.3.5 PVT composicional

Una vez logrado un ajuste de las pruebas y haber obtenido el diagrama ternario, se crea el archivo PVT Composicional, el cual es el archivo utilizado en el desarrollo del modelo conceptual del proceso.

### 2.2.3.6 Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado. Las propiedades resultantes de la interacción roca - fluido dan una idea del comportamiento del movimiento de los fluidos en el yacimiento, estos datos son la base de los modelos numéricos para la predicción del comportamiento de cualquier proceso de recobro mejorado.

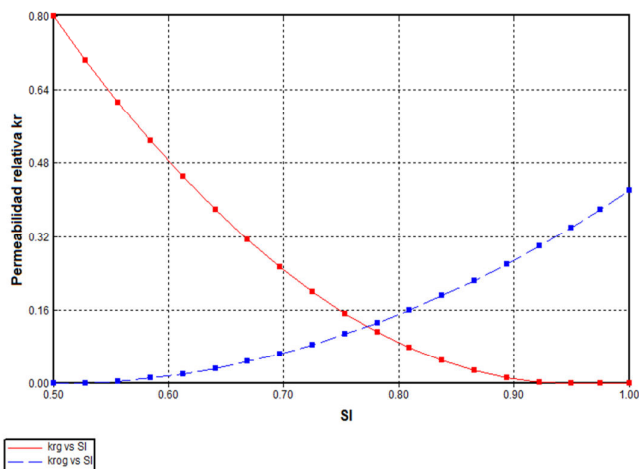
Figura 42. Curva de permeabilidad relativa Agua - Aceite



Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

De acuerdo al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (figura 42 y 43) se puede clasificar el yacimiento como mojado por agua, lo cual favorece el desplazamiento del petróleo por agua, este efecto es positivo por la baja viscosidad que presenta el crudo a condiciones de yacimiento.

Figura 43. Curva de permeabilidad relativa Gas - Líquido



Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

### 2.3 CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS POZOS

Después de construida la curva de permeabilidades relativas, se definieron las restricciones operacionales de los pozos tales como la tasa de producción de aceite, tasa de inyección del dióxido de carbono y presiones de fondo, las cuales son factores determinantes en la simulación del proceso ver tabla 22.

Es importante determinar las condiciones de diseño bajo las cuales se alcanzará la miscibilidad dinámica para un fluido con características de yacimiento específicas. En el proceso la temperatura está determinada por las condiciones de yacimiento, y la composición del gas inyectado se puede establecer pero la presión debe ser controlada bajo ciertos criterios<sup>42</sup>. Así el problema radica en determinar la presión mínima de miscibilidad en la cual se alcanzará la miscibilidad en un proceso de múltiples contactos para una composición específica de fluido y temperatura del yacimiento.<sup>43</sup>

Las diferentes restricciones empleadas fueron seleccionadas de acuerdo a un análisis de sensibilidad, en el que se evaluó la cantidad de petróleo producido,

<sup>42</sup>MARIN, Op.cit., p.16

<sup>43</sup>ENHANCED OIL RECOVERY.Miscible Displacement Processes.Capítulo 6.Pág. 199.

con el fin de determinar los valores acordes para la etapa de producción primaria y la estimulación con CO<sub>2</sub>, estas se denominan caso base.

**Tabla 22.** Condiciones de operación de los pozos para el caso base

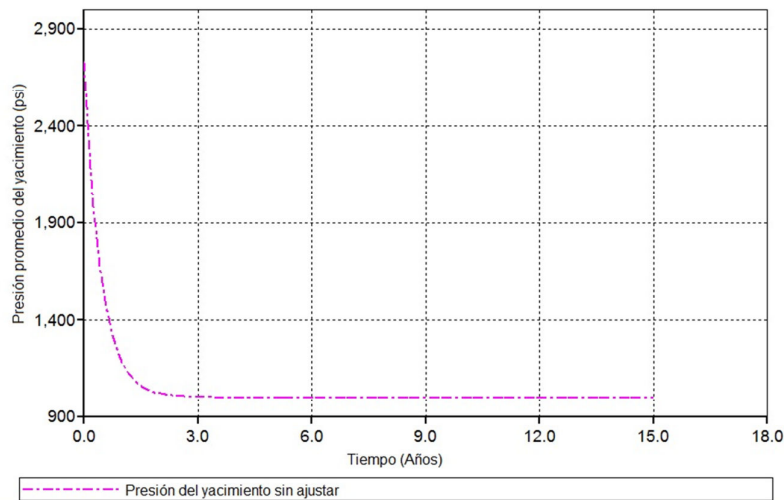
Característica	Valor
Presión de fondo mínima – Pozo productor, (BHP)	1000 psi
Tasa de producción petróleo máxima – Pozo productor, (STO)	800 Bls/día
Presión de fondo máxima – Pozo inyector, (STG)	2500 psi
Tasa de inyección máxima – Pozo inyector, (STG)	2000000 ft <sup>3</sup> /día

**Fuente:** Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

## 2.4 VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS INICIALES

Una vez construido el caso base inicial se procede a visualizar los resultados como se observa en las figura 44 y 45. Al ser estos los de las corridas preliminares difieren significativamente del comportamiento esperado del modelo.

**Figura 44.** Presión promedio del yacimiento resultados iniciales

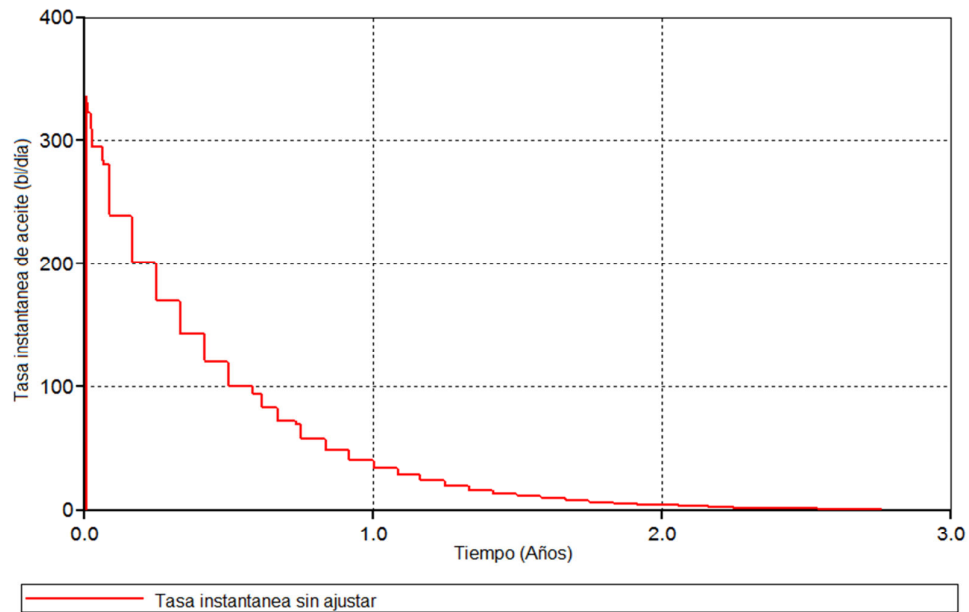


**Fuente:** Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG)

Se observa que la caída presión es drástica lo cual hace que no sea factible la aplicación del proceso ya que se necesita un buen mantenimiento de presión para alcanzar la miscibilidad, además la tasa instantánea de aceite muestra

que el yacimiento se desocupa al poco tiempo de abrir el pozo productor por estas razones es necesario realizar un ajuste para lograr un comportamiento adecuado de estas.

**Figura 45.** Tasa instantánea de aceite resultados iniciales



**Fuente:** Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

## 2.5 AJUSTE DE LAS CONDICIONES PARA GENERAR DE MISCIBILIDAD

Para lograr que el proceso cumpliera con el requisito de miscibilidad fue necesario mantener la presión del yacimiento para que no cayera drásticamente debido a que el yacimiento no podía estar muy depletado ya que se debía alcanzar la presión mínima de miscibilidad.

### 2.5.1 Ajuste de la presión del yacimiento

Para lograr el ajuste de la presión del yacimiento, se utilizaron diferentes técnicas como el uso de un modificador de volumen y un anillo de confinamiento que se describen a continuación.

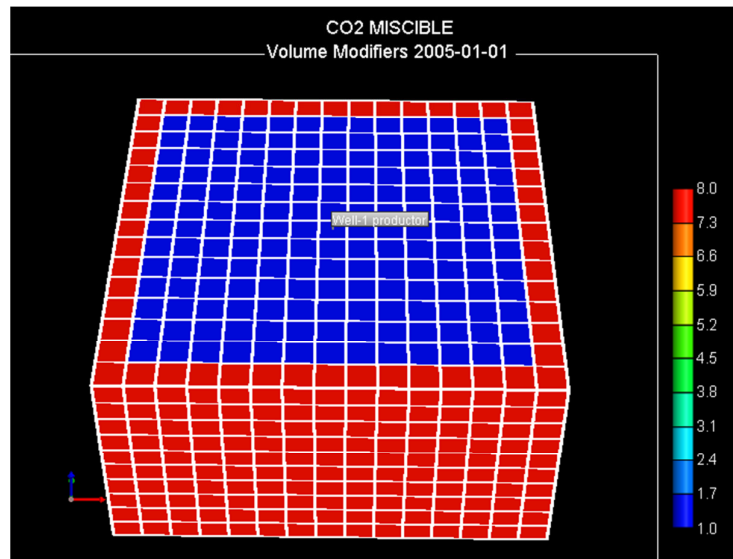
### 2.5.1.1 Modelo con modificadores de volumen

Se implementó en el modelo un modificador de volumen para lograr mantener la presión del yacimiento ver figura 46. Esta opción agrega volumen a las celdas seleccionadas. El número utilizado en el VolMod depende exclusivamente del tamaño del yacimiento y se puede hacer grande si se desea representar condiciones de borde infinitas (La presión no variara prácticamente en las afueras del modelo).

Se debe tener cuidado al seleccionar el número de VolMod. Ya que utilizar un número muy grande representaría el proceso en condiciones irreales y no en condiciones probables. Se debe determinar qué tipo de condición de borde se quiere y después escoger el valor de VolMod.

En nuestro modelo se buscaba que la presión no declinará drásticamente para lograr mantener la presión del yacimiento por encima de la presión mínima de miscibilidad, por lo tanto se debía tener una suave caída de la presión.

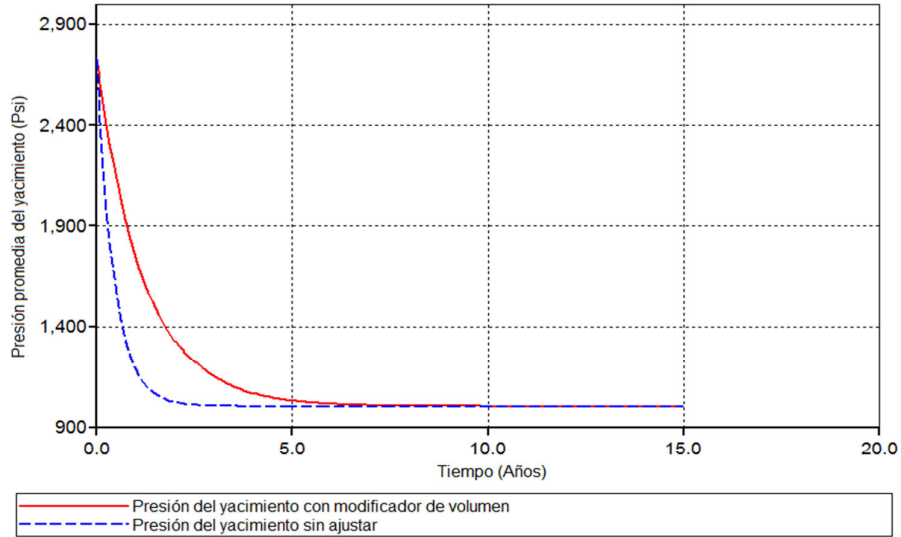
Figura 46. Modelo con modificador de volumen



Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

Al utilizar el modificador de volumen en los alrededores del modelo el aumento de la presión no fue el deseado como se puede observar en la figura 47. Por lo cual fue necesario seguir ajustando la presión.

**Figura 47.** Comparación de la presión del yacimiento con y sin VolMod

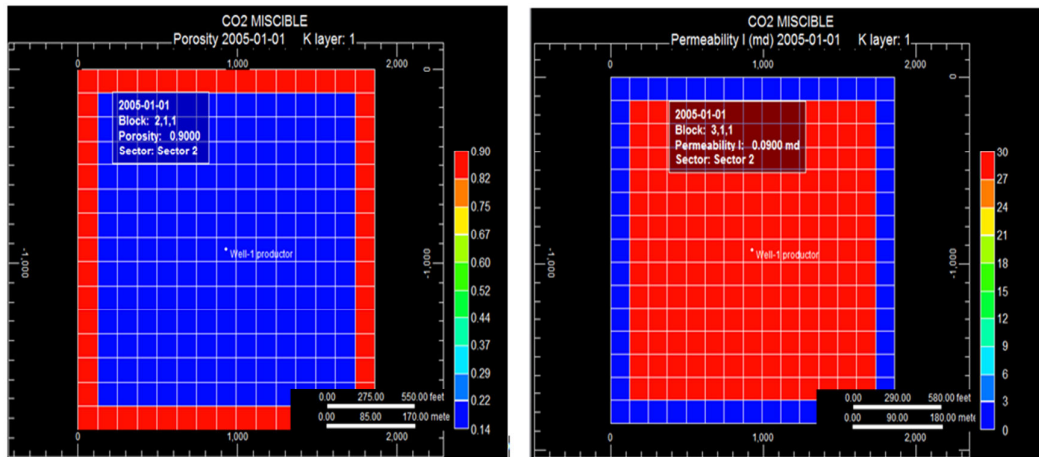


Fuente: Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

### 2.5.1.2 Modelo con anillo de confinamiento

Para evaluar el efecto del volumen de los alrededores, se varió la porosidad y la permeabilidad en el anillo, dejando constante la permeabilidad en 30 mD y la porosidad en 14% del patrón como se muestra en la figura 48.

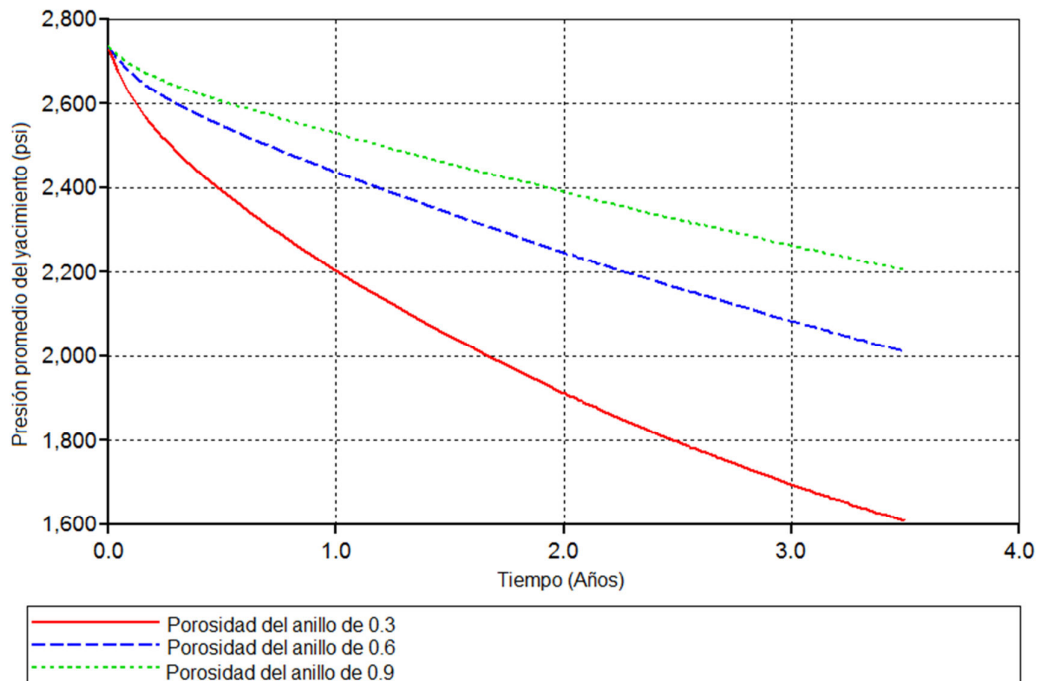
**Figura 48.** Anillo de confinamiento



Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

La porosidad del anillo definido para el modelo conceptual, fue tomado después de realizar una sensibilidad a esta propiedad y ver el efecto de la porosidad en la presión promedio del yacimiento y el factor de recobro; la figura 49 y 50 exponen la tendencia de este parámetro para diferentes porosidades en el anillo externo. Se observa que para valores de porosidad altos en los alrededores del patrón, existe un mayor mantenimiento de presión y el factor de recobro aumenta.

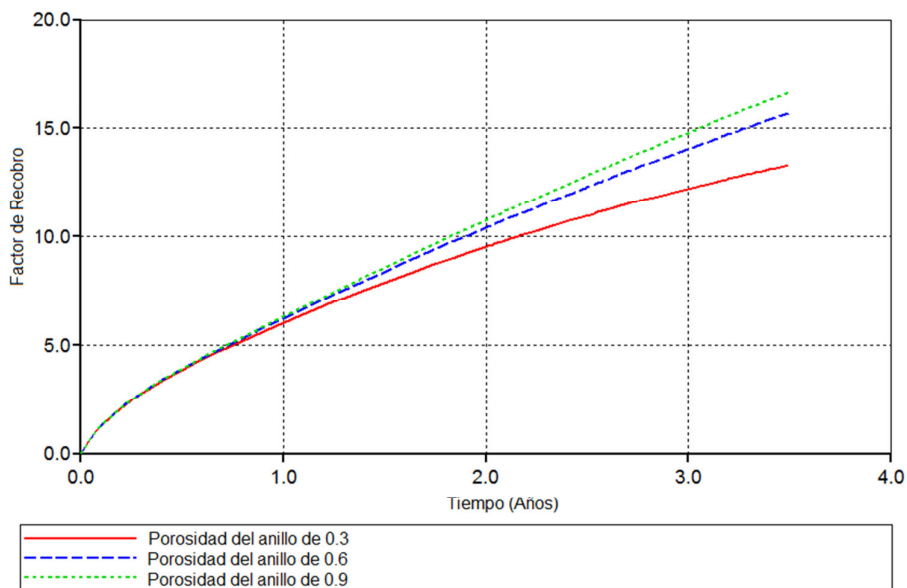
**Figura 49.** Presión del yacimiento, variando la porosidad del anillo



**Fuente:** Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

Este efecto es debido a que el área evaluada corresponde al área total del modelo además se utilizó un valor bajo de permeabilidad (0.09 mD) en el anillo para no tener en cuenta el flujo de aceite del volumen en el anillo al modelo representativo.

**Figura 50.** Factor de recobro, variando la porosidad del anillo



**Fuente:** Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

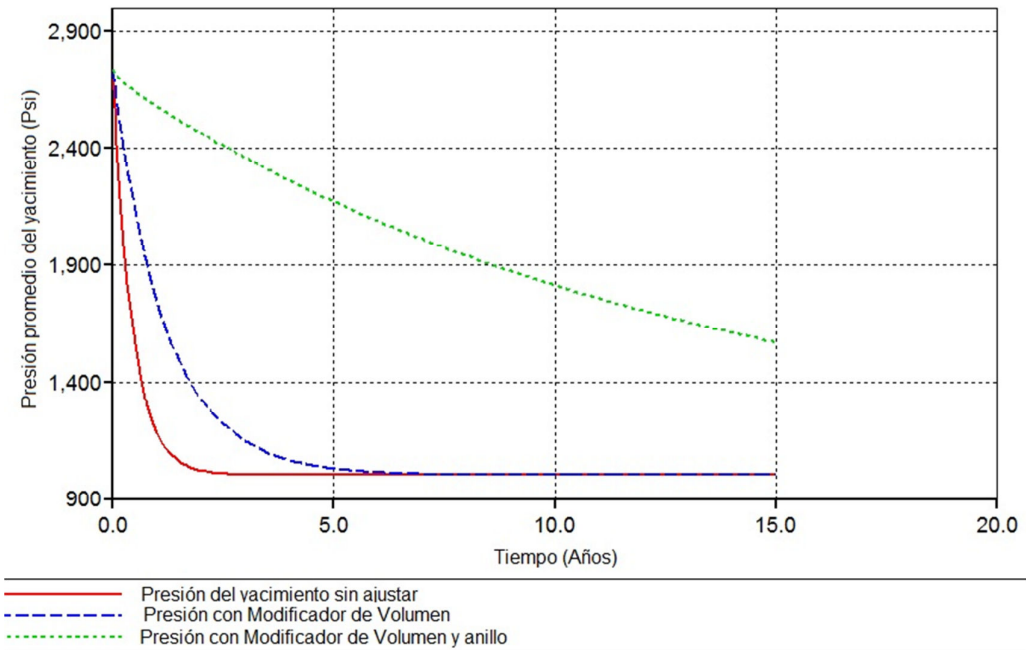
Una vez realizada la sensibilidad, se tomó el valor base de porosidad en los alrededores del modelo igual al 90%, se decidió tomar este valor debido a que alcanzaba mayor mantenimiento de presión y el factor de recobro es representativo tomando un valor del 15% lo cual para este caso es congruente ya que el principal mecanismo de producción presente en el modelo es gas en solución.

En la tabla 23 se presentan las propiedades de la roca para el modelo conceptual y se muestra también los valores utilizados en el anillo de confinamiento en los alrededores del modelo. La figura 51 muestra el ajuste final de la presión (línea verde), comparado con la presión sin ajustar (línea roja) y la presión con modificador de volumen (línea azul).

**Tabla 23.** Propiedades de la roca

Propiedad	Valor	Unidad
Permeabilidad	30	mD
Porosidad	14	%
Propiedad Anillo	Valor	Unidad
Permeabilidad	0.09	mD
Porosidad	90	%

Figura 51. Presión del yacimiento



Fuente: Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

## 2.5.2 Refinamiento del modelo

En la representación de cualquier proceso de recobro mejorado es importante definir las propiedades de la roca y de flujo así como las condiciones iniciales y operacionales. Para la construcción de un modelo de simulación es fundamental definir el enmallado y refinamiento del modelo porque permiten tener un modelo más real que arroje resultados representativos con un tiempo de simulación apropiado.

La simulación de yacimientos implica la división de un determinado número de celdas o bloques cuyas dimensiones dependen de la extensión del sistema y de la exactitud que se requiere en la evaluación.

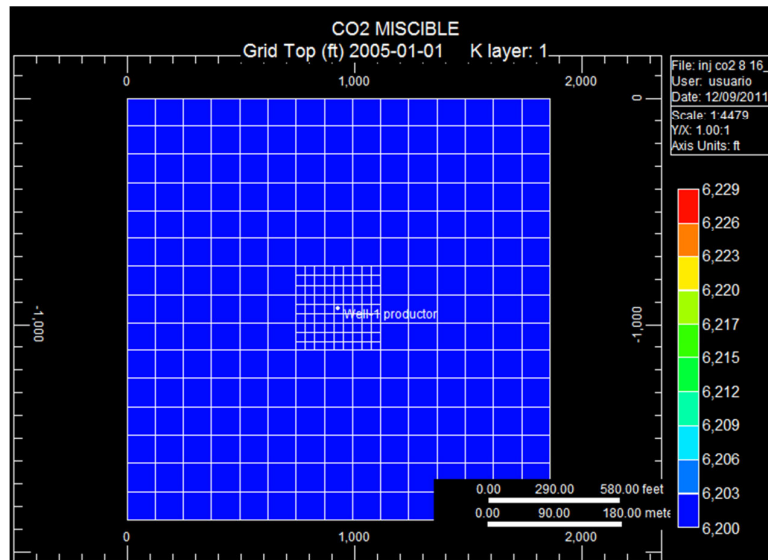
Es conveniente a menudo hacer refinamiento de ciertas zonas del modelo de simulación, especialmente en las regiones que contienen pozos productores o inyectores, porque allí es donde ocurren los mayores cambios de presión y saturación en cada intervalo de tiempo.

El refinamiento consiste en aumentar el número de celdas con el objetivo de representar de forma más exacta los fenómenos que ocurren en yacimiento, si todo el yacimiento se dividiera en celdas muy pequeñas, se haría necesario disponer de una gran capacidad de memoria del computador para la ejecución de todas las operaciones matemáticas resultantes y por consiguiente de un mayor tiempo de computación, lo cual aumentaría los costos de la simulación por esta razón se debe tener cuidado en no utilizar un refinamiento que ocasione tiempos de simulación muy extensos, sobre todo en procesos de recobro como la inyección cíclica, donde los cambios inducidos se dan en la cercanía del pozo.

### 2.5.2.1 Refinamiento cartesiano

Esta técnica puede definirse como la división de cada celda en otras más pequeñas (ver figura 52) a las cuales se les aplica las mismas consideraciones y ecuaciones. Este refinamiento puede aplicarse a bloques con diferentes incrementos de tamaño en cualquier dirección; sin embargo, si un elemento es dividido en una de sus direcciones debe también ser dividido en las otras direcciones, considerando al elemento formado por líneas y nodos.

Figura 52. Refinamiento cartesiano del modelo de simulación



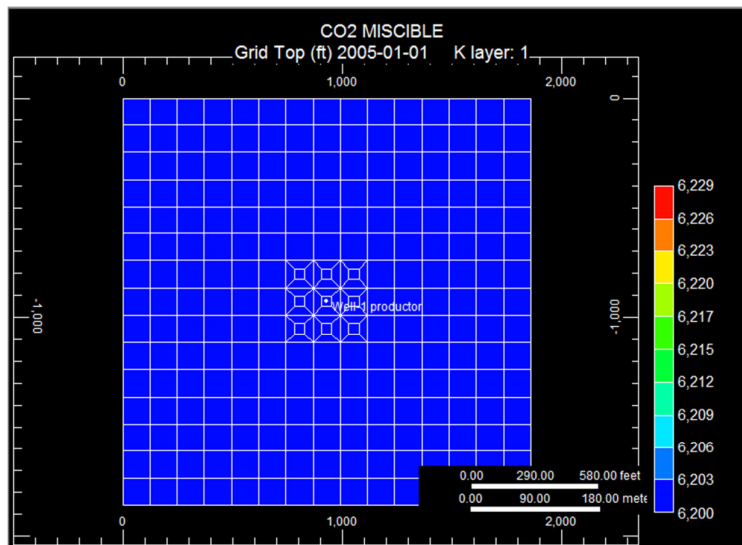
Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

### 2.5.2.2 Refinamiento híbrido

Se utiliza esta técnica cuando se clasifican las diferentes celdas en regiones de pozo y regiones del yacimiento, fue desarrollada por Oswaldo Pedrosa y Khalid Aziz<sup>44</sup>, la cual permite obtener información precisa de los cambios de presión y saturación de todo el sistema.

El método híbrido utiliza coordenadas radiales en las regiones más cercanas al pozo donde el flujo tiene comportamiento radial y de coordenadas cartesianas en aquellas regiones del mismo yacimiento que no involucran pozos productores o inyectores. Básicamente la técnica de hibridación divide el yacimiento en dos regiones diferentes: regiones de pozo y región del yacimiento, como se muestra en la figura 53.

Figura 53. Refinamiento Híbrido del modelo



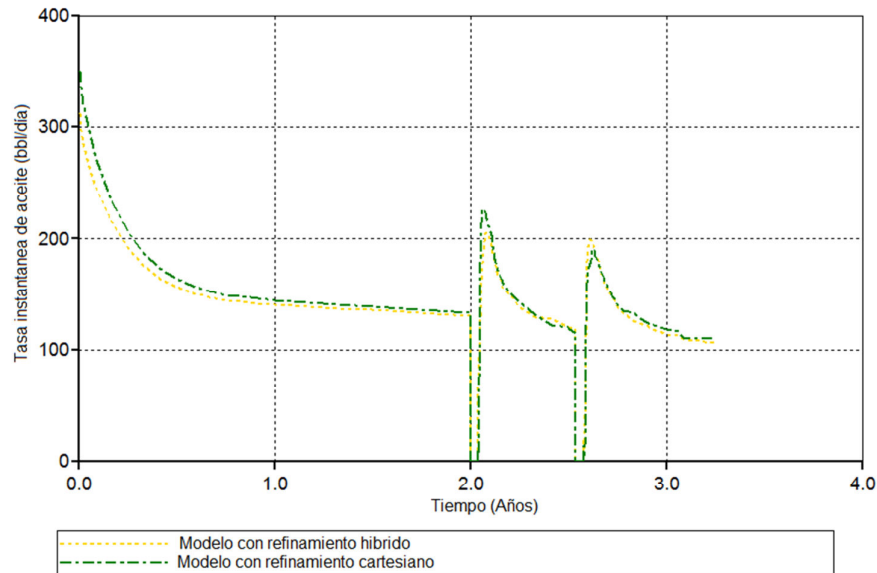
Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

Para la simulación del presente estudio, se construyó un modelo con refinamiento cartesiano alrededor del pozo y se observó el efecto en la tasa instantánea de petróleo así como el de miscibilidad que se describe más adelante, se utilizó este refinamiento debido a que los resultados obtenidos al

<sup>44</sup> PEDROZA, Jry AZZIZ, K. Used of a hibrid grid in reservoir simulation. SPE.Noviembre. 1986.

comparar las dos técnicas eran similares (ver figura 54) y fundamentalmente a que se obtenía una mejor visibilidad de la miscibilidad con la técnica de refinamiento cartesiano.

**Figura 54.** Comparación de los dos tipos de refinamiento



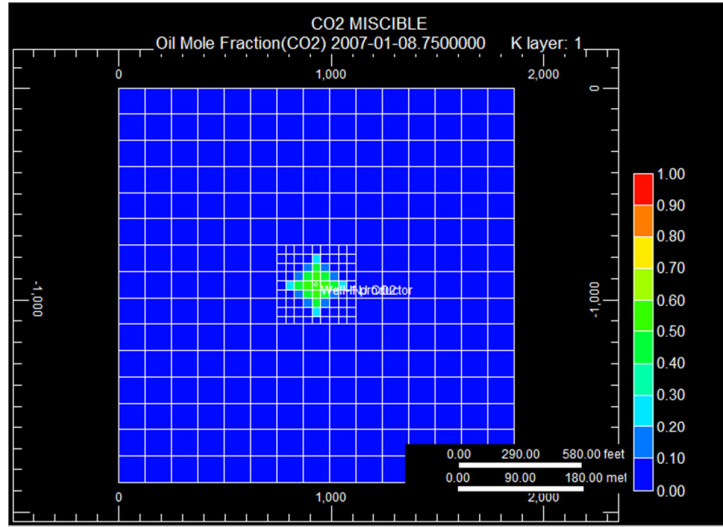
**Fuente:** Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

### 2.5.2.3 Miscibilidad del CO<sub>2</sub> con los fluidos del yacimiento

El simulador tiene la capacidad de visualizar la miscibilidad del CO<sub>2</sub> con el aceite, para esto se tiene la opción de graficar la propiedad Oil mole Fraction CO<sub>2</sub> en la herramienta results 3D de CMG. Cuando un proceso es inmisible el valor de esta propiedad aparece todo en el rango de cero (color azul oscuro) lo que indica que el crudo presente no contiene dióxido de carbono. Cualquier incremento de la propiedad indica que hubo transferencia de masa del dióxido de carbono hacia el crudo con lo cual podemos observar la miscibilidad en el simulador.

El refinamiento del modelo se hizo con el fin de poder tener una mayor resolución en las cercanías del pozo además de una buena visualización de la miscibilidad en el simulador; se compararon los resultados para los dos tipos de refinamiento como se muestra en la figura 55 y 56.

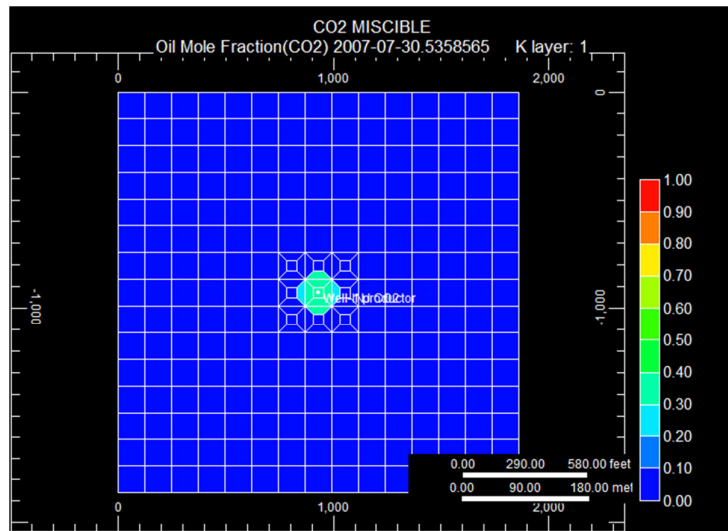
**Figura 55.** Transferencia de masa en el refinamiento cartesiano



**Fuente:** Results 3D. Computer Modeling Group (CMG).

En este modelo se realizó un refinamiento de tipo cartesiano (ver figura 55), alrededor del pozo ya que es el que permite una mejor observación del efecto de la miscibilidad del CO<sub>2</sub> con el aceite en el yacimiento comparado con el refinamiento híbrido realizado al mismo (ver figura 56) además de utilizar un tiempo de computo menor.

**Figura 56.** Transferencia de masa en el refinamiento híbrido



**Fuente:** Results 3D. Computer Modeling Group (CMG).

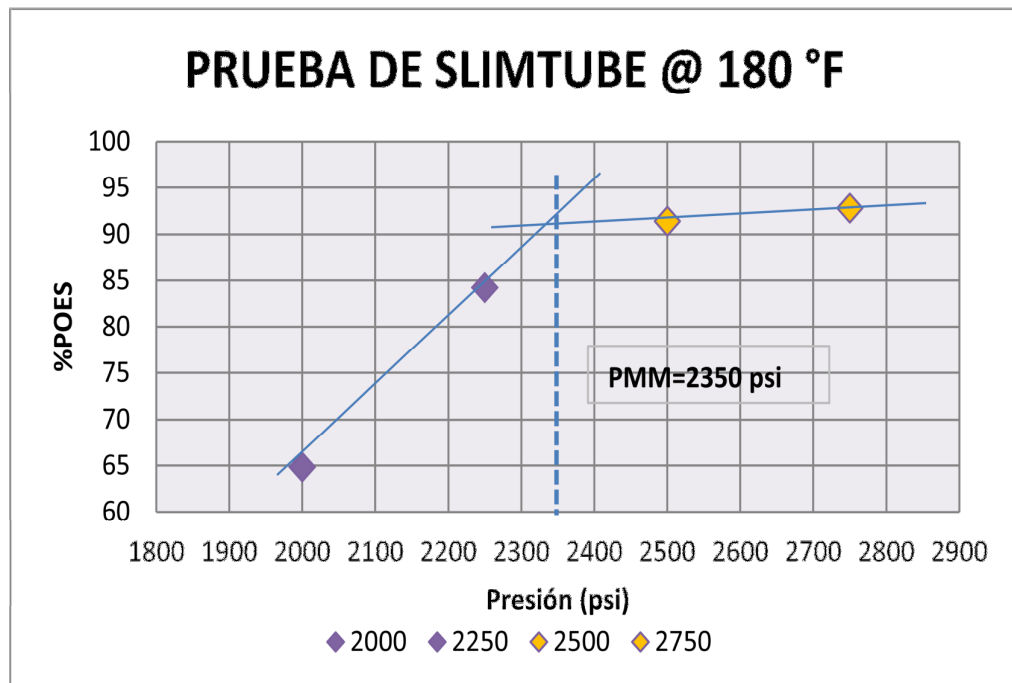
## 2.6 APLICACIÓN DE LA DE ESTIMULACIÓN CON CO<sub>2</sub> MISCIBLE

Para la aplicación del proceso se deben tener en cuenta algunos parámetros fundamentales, necesarios para el éxito de éste, entre los cuales se encuentran: la presión de miscibilidad, tiempo de inicio del proceso de inyección, duración del ciclo de estimulación, efectividad técnica del proceso y factor de recobro, los cuales se describen a continuación.

### 2.6.1 Presión de miscibilidad

Se determinó la presión mínima de miscibilidad teniendo en cuenta los resultados de cuatro pruebas realizadas con el equipo de Slim Tube, suministrados por la empresa CMG. Esta presión se encuentra a 2350 psi como se observa en la figura 57. La prueba de Slim Tube es uno de los métodos experimentales para calcular la presión mínima de miscibilidad como se describe en el anexo A.

Figura 57. Resultados de las pruebas de SlimTube

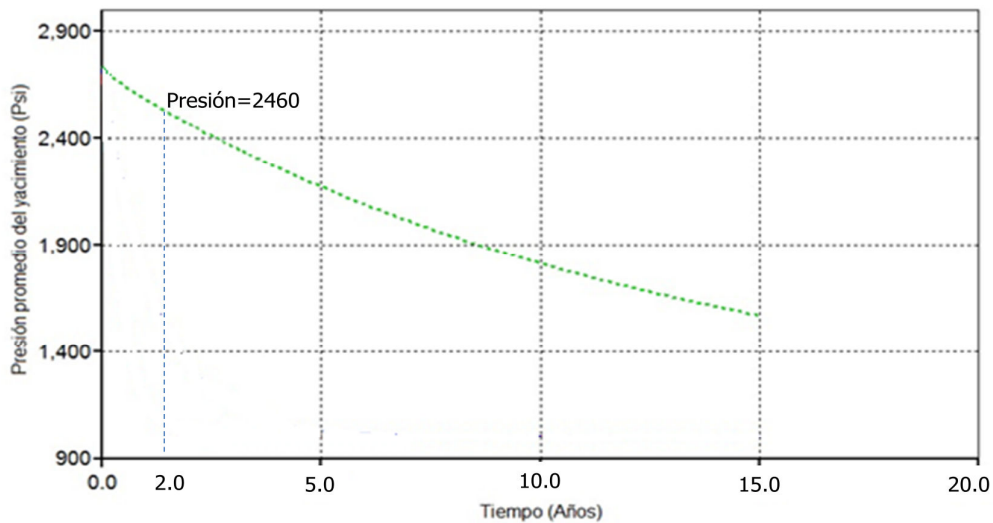


Fuente: Modificado de: Tutorial de simulación de Winprop

## 2.6.2 Tiempo de inicio del proceso de inyección

La implementación de un método de recobro depende en gran medida de las condiciones con las que cuenta la compañía operadora para iniciar el proyecto, el éxito del proceso depende del nivel de depleción en el que se encuentre el yacimiento. Por esta razón se considera iniciar el proceso a tiempos tempranos donde la presión se encuentra por encima de la presión mínima de miscibilidad como se observa en la figura 58. La estimulación se llevó a cabo dos años después de que se inició la producción primaria.

Figura 58. Presión del yacimiento a los dos años

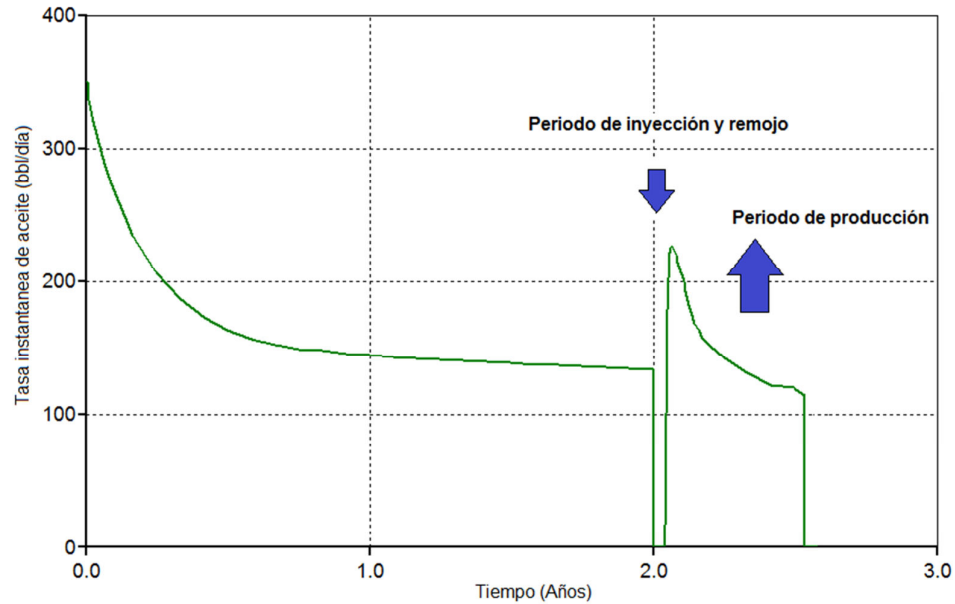


Fuente: Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

## 2.6.3 Duración del ciclo de estimulación

El ciclo de estimulación está compuesto por las tres etapas ya mencionadas en el primer capítulo que son la etapa de inyección, remojo y producción como se observa en la figura 59. La duración para cada una de las etapas fue tomada de acuerdo a la información obtenida de los campos donde se ha aplicado el proceso y las recomendaciones del screening de la técnica. En la tabla 24 se describen los valores del tiempo para cada una de las etapas.

**Figura 59.** Tiempo de aplicación del ciclo de inyección



**Fuente:** Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

En la tabla 24. se describen los valores del tiempo para cada una de las etapas.

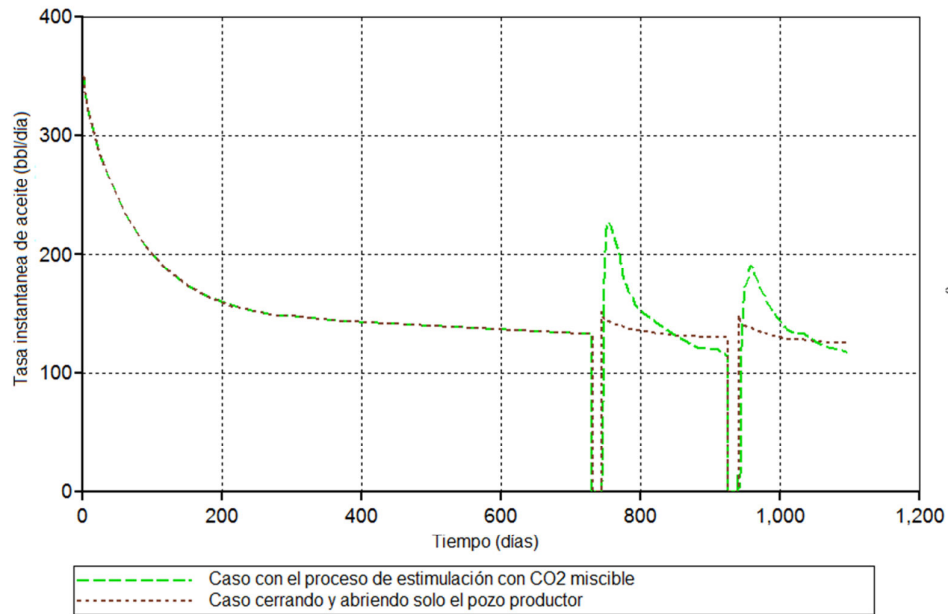
**Tabla 24.** Etapas del ciclo de inyección

Etapa de inyección	Etapa de remojo	Etapa de producción
5 días	10 días	6 meses

#### 2.6.4 Efectividad técnica del proceso

Para la evaluación de la efectividad del proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible, se comparó la producción de aceite diaria en dos escenarios diferentes. El primero corresponde al caso base (15 días de cierre, 180 días de producción y se inyecta un volumen de 2'000,000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día) ver línea verde. En el segundo escenario se simuló las condiciones del proceso de estimulación, manteniendo los tiempos del caso base sin la inyección ver línea café, los resultados obtenidos se pueden observar en la figura 60.

**Figura 60.** Tasa aceite con inyección de CO<sub>2</sub> y producción primaria.



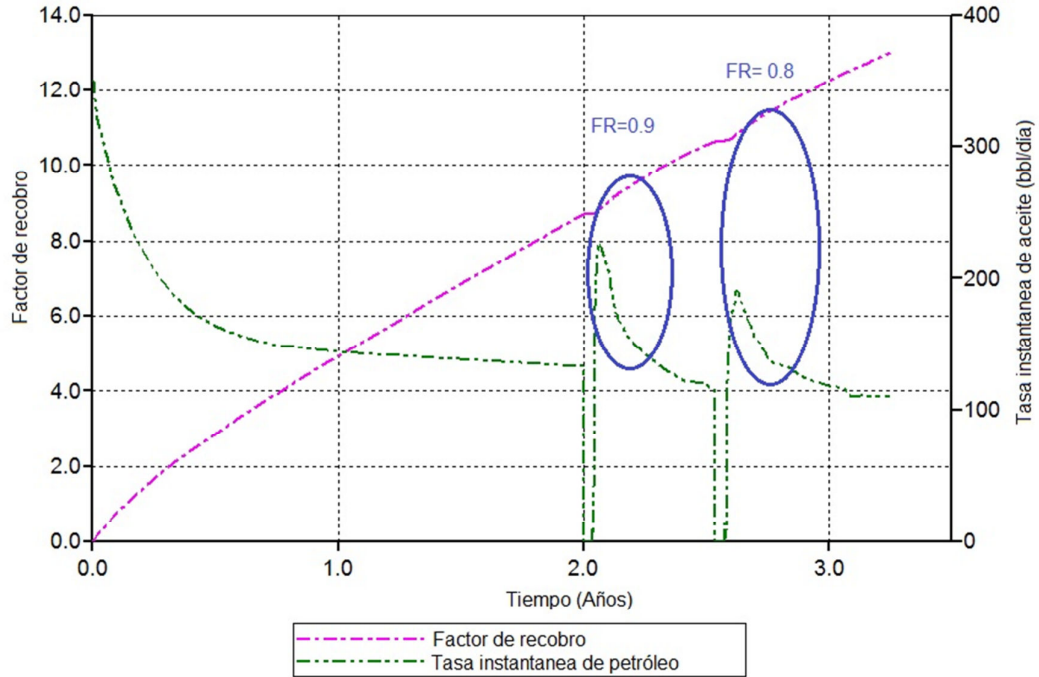
**Fuente:** Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG)

De la gráfica anterior se concluye que la aplicación del proceso de estimulación es efectiva, ya que el pico de producción alcanzado con la técnica es más alto que el obtenido con la producción primaria (cerrando y abriendo el pozo productor) lo cual compensa la pérdida de producción por el cierre del pozo.

### Factor de recobro

El ciclo de producción e inyección es generalmente repetido dos a tres veces. La cantidad de incremento del petróleo recuperable de cada sucesivo tratamiento generalmente declina del realizado previamente, hasta que este ya no es viable económicamente. Para el proceso de estimulación se obtuvo un factor de recobro menor al 1% para cada ciclo como se observa en la figura 61, donde el primer ciclo obtuvo el valor más alto de 0.9% y en el segundo ciclo este valor fue menor siendo de 0.8% razón por la cual se decide no aplicar más ciclos de inyección.

Figura 61. Factor de recobro



Fuente: Simulador GEM, Results Graph. Computer Modeling Group (CMG)

A partir de los resultados obtenidos se comprueba que el proceso de estimulación con  $\text{CO}_2$  miscible es factible técnicamente. Por lo tanto se realizó una evaluación financiera, para poder determinar su factibilidad económica y se realizó un análisis de sensibilidad con el fin de encontrar las mejores condiciones operacionales para llevar a cabo el proceso, estos se describen en el siguiente capítulo.

### 3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES.

Un análisis de sensibilidad consiste en determinar la influencia que tiene la variación o modificación de una variable independiente sobre otra variable en estudio, denominada dependiente o en este caso funcion objetivo. Con el fin de determinar qué tanto afectan las primeras en el comportamiento del proceso que está siendo evaluado para lo cual se desarrollo la siguiente metodologia como se observa en la figura 62

Figura 62. Metodología implementada durante el análisis de sensibilidad.

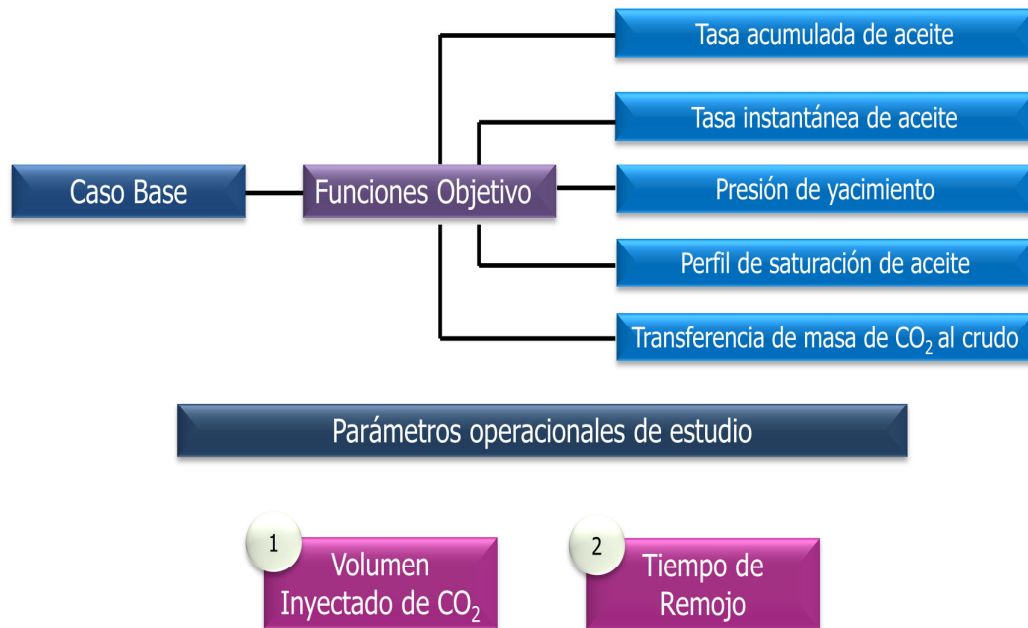


#### 3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL

Se realizó un análisis de sensibilidad convencional de los parámetros operacionales como el volumen de inyección de CO<sub>2</sub> y el tiempo de remojo con respecto al caso base (volumen inyectado de 2'000.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/dia, tiempo de remojo de 10 días y 180 días de producción para cada ciclo ) del efecto de cada uno de estos sobre la tasa acumulada e instantánea de aceite, presión de yacimiento, el perfil de saturación de aceite y la transferencia de masa del gas al crudo de lo cual se concluyó principalmente que la efectividad del método de

recobro miscible aplicado está relacionado principalmente con la el volumen de CO<sub>2</sub> inyectado y del tiempo de duración de cada una de las etapas que conforman la estimulación. A continuación se describe paso a paso la metodología (ver figura 63) usada para el desarrollo del análisis de sensibilidad de este proyecto mediante análisis convencional y la interpretación de cada uno de los resultados obtenidos.

**Figura 63.** Metodología del análisis de sensibilidad convencional.



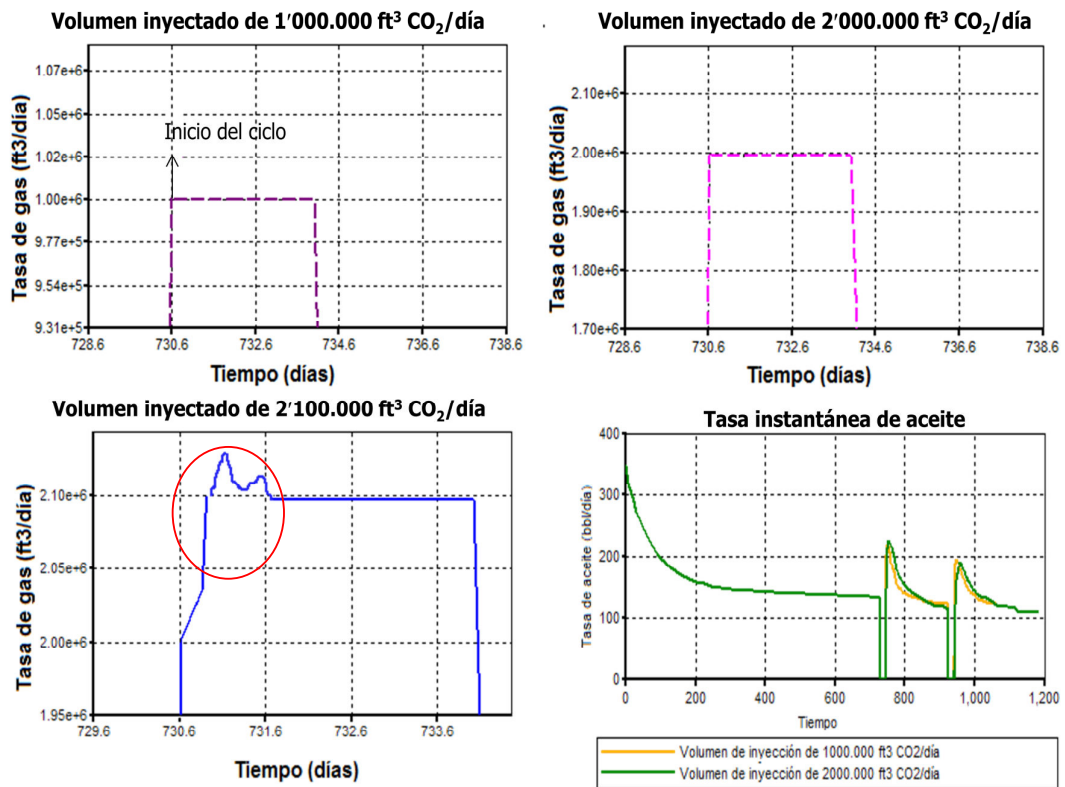
### 3.1.1 Análisis de sensibilidad convencional para el volumen inyectado de CO<sub>2</sub>

En la implementación de un proceso miscible se recomienda la inyección de grandes volúmenes de CO<sub>2</sub>, teniendo en cuenta la máxima tasa de inyección que recibe el yacimiento. Para identificar el volumen de inyección adecuado en la ejecución del proceso se realizó una sensibilidad tomando diferentes valores de inyección.

En la figura 64 se observa el análisis de sensibilidad para el volumen inyección de 1'000.000 ft<sup>3</sup>/día, 2'000.000 ft<sup>3</sup>/día y 2'100.000 ft<sup>3</sup>/día de CO<sub>2</sub>, de estas gráficas se concluye que el yacimiento recibe los dos primeros volúmenes

diarios ya que la línea morada y rosada se mantiene rectas durante la duración del ciclo. Para el volumen más alto de 2'100.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día, se observa que el yacimiento no es capaz de tomar este volumen, ya que la línea azul empieza después de la fecha de inicio de inyección y no se mantiene en línea recta durante la aplicación de los ciclos sino que crece y disminuye alternativamente con lo cual se concluye que para nuestro caso no se puede inyectar un volumen igual o mayor a este.

Figura 64. Análisis de sensibilidad con diferentes volúmenes de inyección



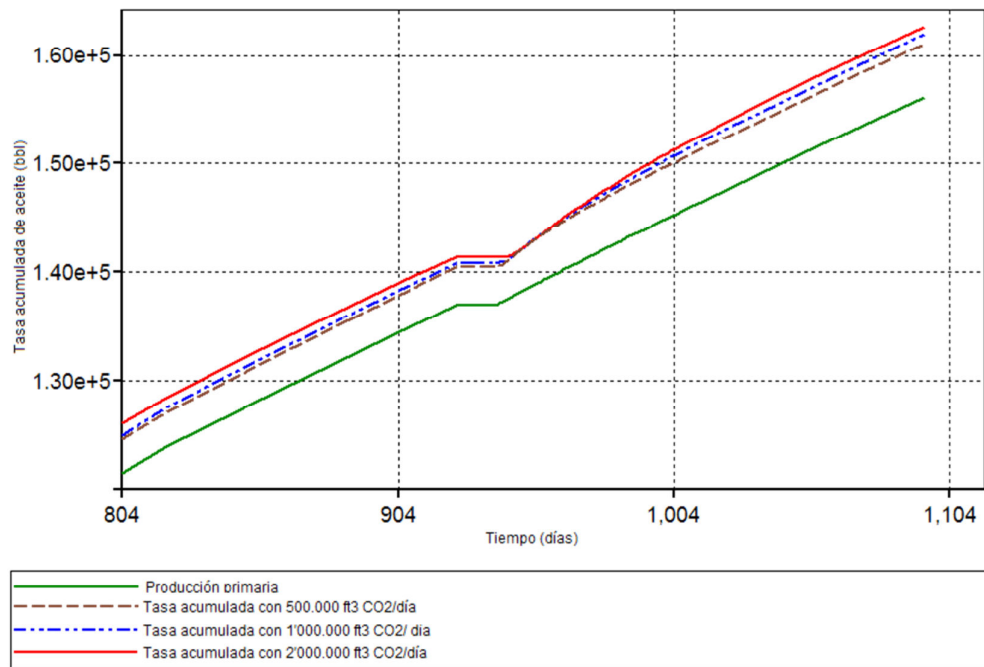
Fuente: Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator (GEM). CMG

### 3.1.2 Análisis de sensibilidad convencional para la tasa acumulada

Se efectuó un análisis de sensibilidad para observar la tasa acumulada de aceite variando el volumen de CO<sub>2</sub> inyectado. Para esto se tomaron tres volúmenes de inyección diferentes, teniendo en cuenta el estudio anterior de la cantidad de gas que es posible inyectar en el yacimiento. En la figura 65 se

muestra la tasa acumulada de aceite para tres diferentes volúmenes inyectados de 500.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día (línea café), 1'000.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día (línea azul) y 2'000.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día (línea roja).

**Figura 65.** Tasa acumulada con diferentes volúmenes de inyección



**Fuente:** Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

De la figura anterior se observa que al inyectar un volumen de 500.000 ft<sup>3</sup>/día de CO<sub>2</sub>, se obtiene una producción acumulada de 161.466 bbl, la cual si es comparada con la producción primaria de 156.488 bbl permite deducir que el proceso es técnicamente viable. Se obtuvo entonces con esta tasa una producción incremental de 4978 bbl que restandole la producción diferida de 3600 bbl, se obtiene un caudal positivo de 1378 bbl.

Se realizó el mismo análisis al inyectar un volumen de 1'000.000 ft<sup>3</sup>/CO<sub>2</sub> como se observa en la figura 65, para esta tasa el proceso sigue siendo técnicamente viable y los resultados obtenidos fueron mejores, donde la producción acumulada alcanzó los 162.000 bbl, la cual si es comparada con la producción

primaria de 156.488 bbl proporciona una producción incremental de 5812 bbl que restando la producción diferida de 3600 bbl, se obtiene un caudal positivo de 2212 bbl.

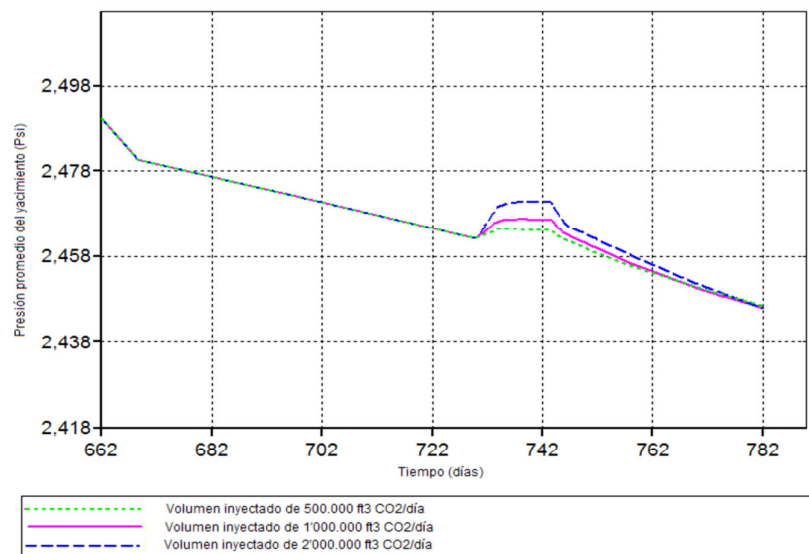
Para finalizar el análisis de la tasa acumulada de aceite se aumentó el volumen de inyección a 2'000.000 ft<sup>3</sup>/CO<sub>2</sub> como se observa en la figura 65, el proceso es técnicamente viable y la producción acumulada fue de 163.064 bbl, por lo tanto se obtiene una producción incremental de 6576 bbl que restando la producción diferida de 3600 bbl y se obtiene un caudal positivo de 2976 bbl.

Se decidió utilizar esta tasa de inyección, ya que el caudal positivo reportado fue el mayor en relación con las otras tasas además no es posible inyectar un volumen mayor debido a que el yacimiento no tendría la capacidad de recibirlo.

### 3.1.3 Análisis de sensibilidad convencional para la presión de yacimiento

Se desarrolló un análisis de sensibilidad para la presión de yacimiento variando el volumen de gas inyectado, se puede observar en la figura 66 que un mayor volumen de inyección se alcanzara un incremento de la presión, teniendo el mayor aumento al inyectar un volumen de (2'000.000 ft<sup>3</sup>/CO<sub>2</sub>).

**Figura 66.** Presión del yacimiento, variando el volumen de inyección

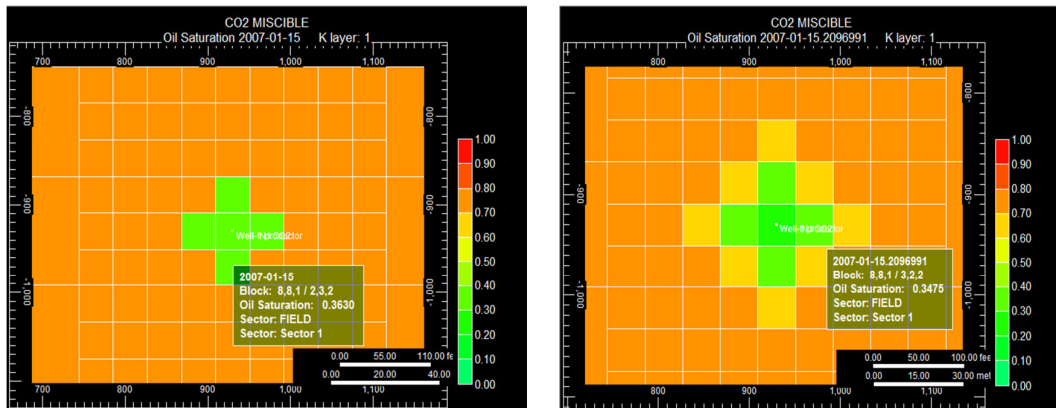


**Fuente:** Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

### 3.1.4 Análisis de sensibilidad convencional saturación de aceite y la transferencia de masa

Se desarrolló un análisis de sensibilidad para la saturación de aceite al inyectar un volumen de 1'000.000 y 2'000.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día; como se observa en la figura 67. En la cual se concluye que al inyectar un volumen más alto la disminución de la saturación de aceite va a ser mayor.

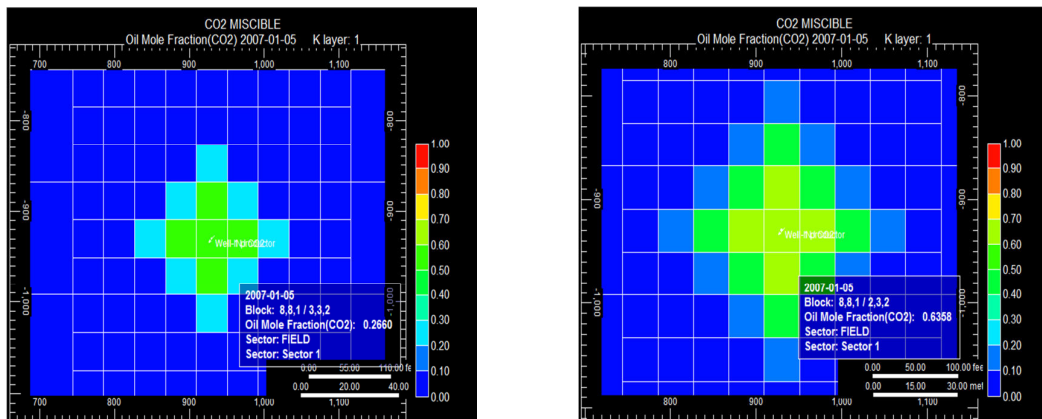
Figura 67. Saturación de aceite a 1'000.000 ft<sup>3</sup> y 2'000.000 ft<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>/día



Fuente: Results 3D. Computer Modeling Group (CMG).

Se desarrolló el mismo análisis de sensibilidad mencionado anteriormente para la transferencia de masa del CO<sub>2</sub> al crudo, inyectando un volumen de 1'000.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día y 2'000.000 de ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día; como se observa en la figura 68. Se concluye que al inyectar un volumen mayor se obtendra un porcentaje más alto de transferencia de masa de gas al crudo.

Figura 68. Transferencia de masa a 1'000.000 y 2'000.000 ft<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>/día.

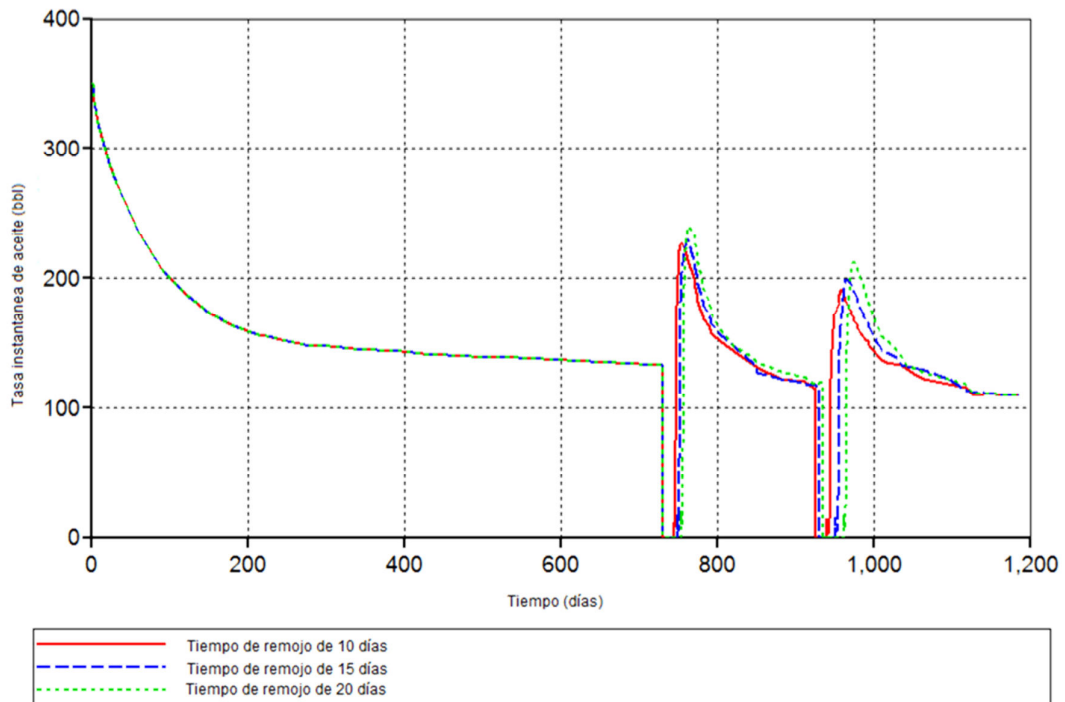


Fuente: Results 3D. Computer Modeling Group (CMG).

### 3.1.5 Análisis de sensibilidad - tiempos de remojo

Se realizó un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta diferentes tiempos de remojo de: 10 (línea roja), 15 (línea azul) y 20 (línea verde) días. En la figura 69 se muestran los resultados correspondientes a los diferentes tiempos para la tasa instantánea de aceite, de esta se deduce que a mayor tiempo de remojo mayor va a ser la tasa instantánea de aceite producida, pero el incremento de la producción al tener un mayor tiempo de remojo no compensa la pérdida por producción diferida al tener el pozo cerrado por cinco o diez días más.

Figura 69. Tasa instantánea de aceite a diferentes tiempos de remojo.



Fuente: Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

### 3.1.6 Análisis de sensibilidad - tiempos de remojo para la tasa acumulada

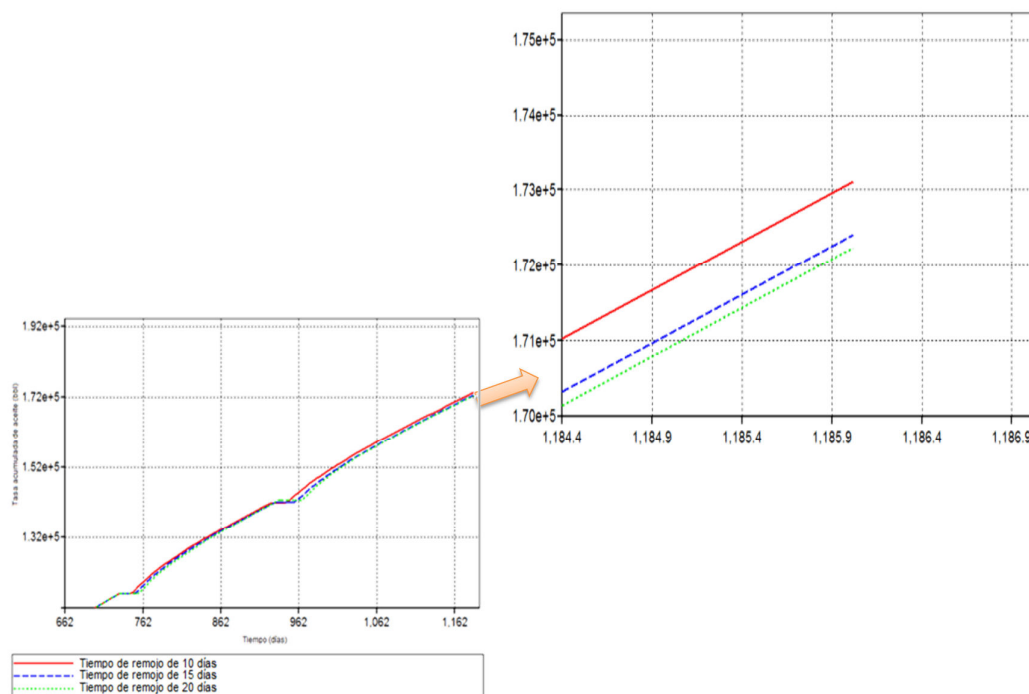
Se analizó también como influye el tiempo de remojo en la tasa acumulada de aceite, para cual se realizó un análisis de sensibilidad como se puede observar en la figura 70. En la cual se concluye que para períodos muy largos de remojo (15 a 20 días) se producen pérdidas de producción muy altas, por mantener el pozo cerrado mucho tiempo (ver tabla 25), las cuales no serán compensadas con el recobro adicional de aceite.

Tabla 25. Pérdidas por producción diferida.

Tiempo de remojo	Producción diferida
10 días	3600 Bbl
15 días	4800 Bbl
20 días	6000 Bbl

Por lo tanto es mejor utilizar un tiempo de remojo de 10 días para cada ciclo, el tiempo de remojo para un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> recomendado en la literatura y apartir de lo encontrado en las aplicaciones de pilotos en campo está entre 10 y 15 días.

Figura 70. Tasa acumulada de aceite a diferentes tiempos de remojo.



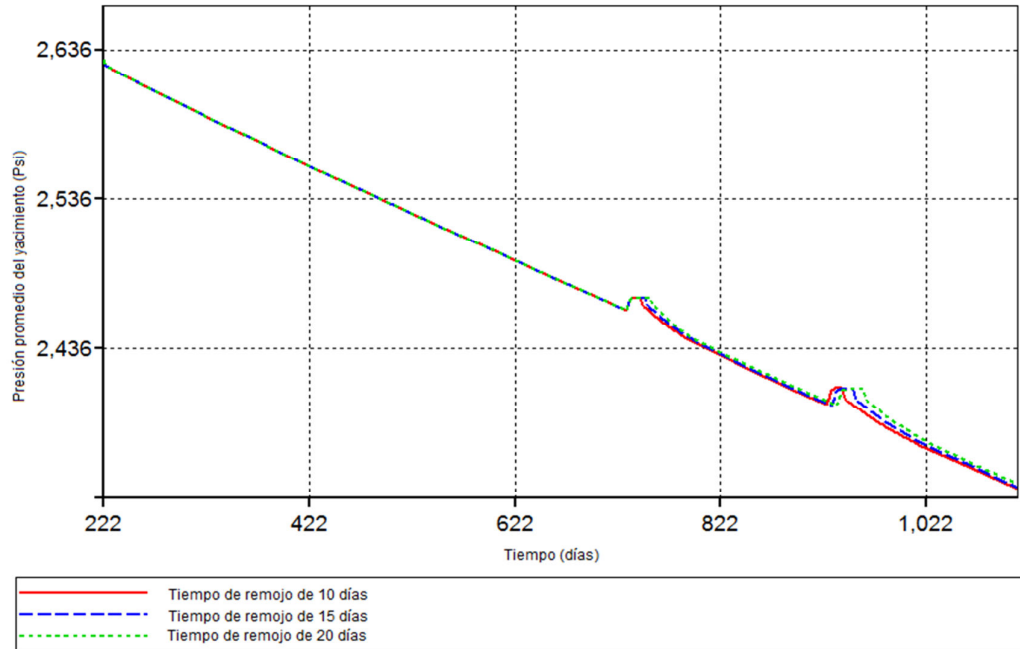
Fuente: Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

### 3.1.7 Análisis de sensibilidad diferentes tiempos de remojo para la presión de yacimiento.

Del análisis de sensibilidad para la presión del yacimiento se observa que a mayor tiempo de remojo la presión va a incrementar (ver figura 71), este comportamiento se debe a que cuando el pozo productor se cierra y después

de abre, va a haber un aumento de la misma por lo tanto no se considera que sea un comportamiento representativo del proceso.

**Figura 71.** Presión de yacimiento a diferentes tiempos de remojo.

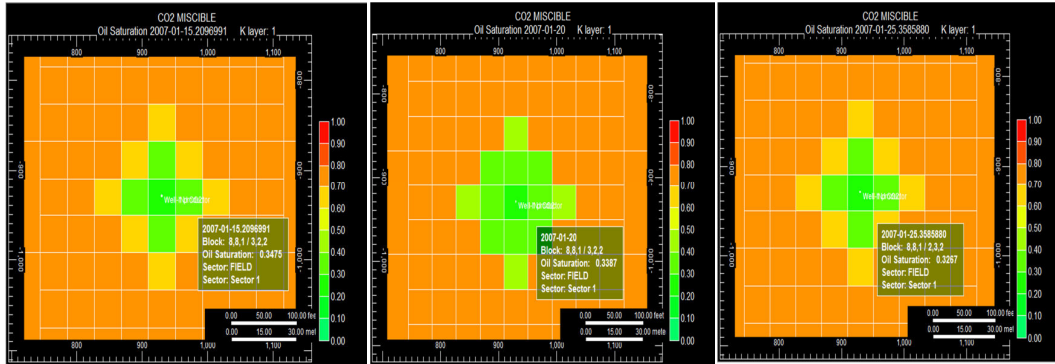


Fuente: Results Graph. Computer Modeling Group (CMG).

### 3.1.8 Análisis de sensibilidad con diferentes tiempos de remojo para la saturación de aceite y la transferencia de masa del CO<sub>2</sub> al crudo.

En la figura 72 se observa el análisis realizado para el comportamiento del perfil de saturación de aceite, utilizando tres tiempos de remojo de 10, 15 y 20 días. De esta gráfica se concluye que a mayor tiempo de remojo mayor será la reducción de la saturación de aceite en los alrededores del pozo, para nuestro modelo la saturación de aceite inicial era de 0.8, la cual fue reducida a 0.32 con 20 días de remojo, 0.33 implementando 15 días de remojo y 0.34 con 10 días de remojo.

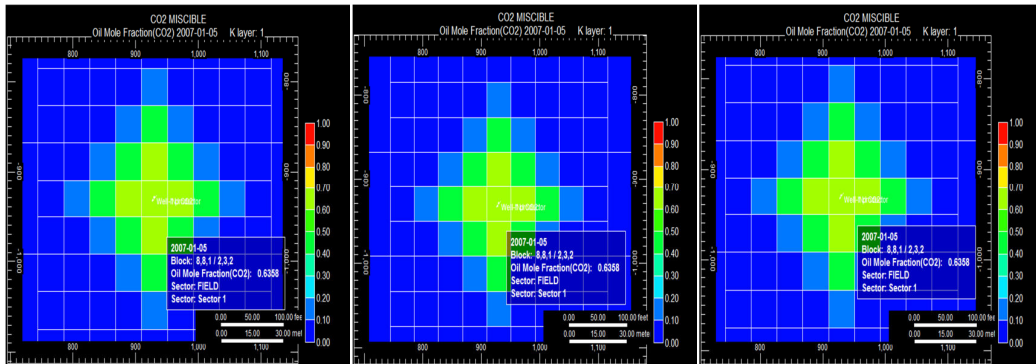
Figura 72. Perfil de saturación de aceite a diferentes tiempos de remojo.



Fuente: Results 3D. Computer Modeling Group (CMG).

En la figura 73 se muestra el perfil para la propiedad de transferencia de masa del CO<sub>2</sub> al crudo, la cual fue de 0.6358 para los tres tiempos de remojo, esto se debe a que se inyectó el mismo volumen de CO<sub>2</sub> para los tres casos.

Figura 73. Transferencia de masa a diferentes tiempos de remojo.



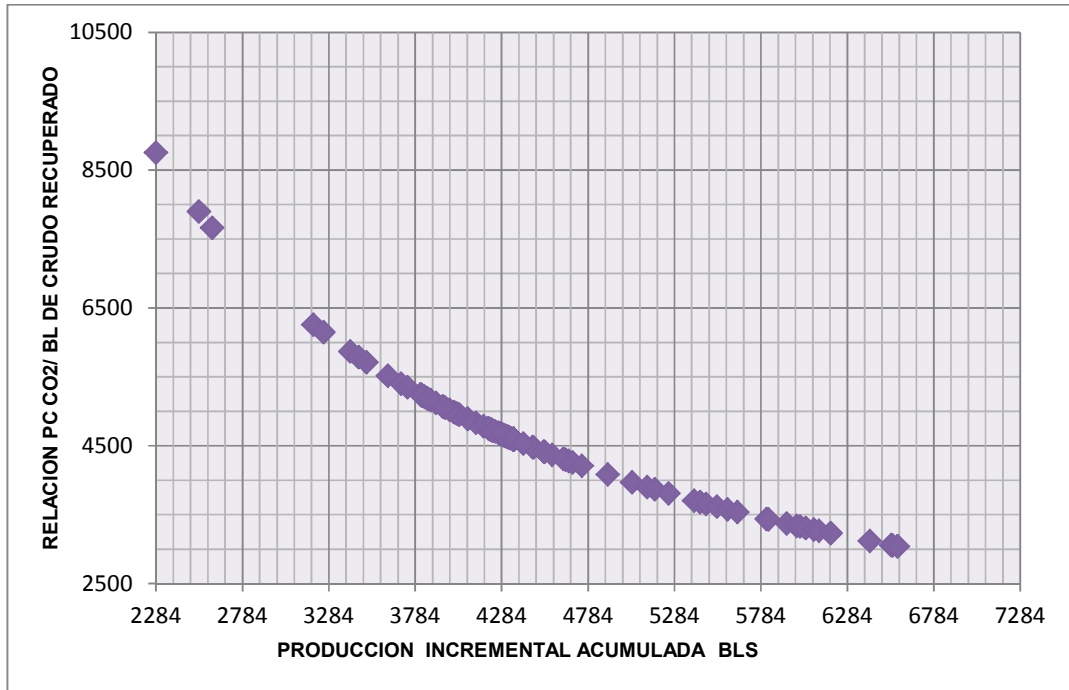
Fuente: Results 3D. Computer Modeling Group (CMG).

### 3.2 RELACIÓN GAS INYECTADO CONTRA PRODUCCIÓN INCREMENTAL

Se realizó un análisis graficando la relación de pies cúbicos de CO<sub>2</sub> inyectado por barril de crudo recuperado contra la producción incremental acumulada de aceite, como se muestra en la figura 74, la relación esta directamente relacionada con la tasa acumulada de aceite. Esto se debe a que técnicamente el aceite producido es inversamente proporcional a esta relación. Es decir que al principio de la estimulación necesitaremos inyectar un volumen mayor para aumentar la tasa acumulada incremental de aceite, debido a que al inicio

dentro del yacimiento no se encontraba CO<sub>2</sub> y a medida que se va inyectando la cantidad de gas aumenta, lo que ayuda a que la relación sea menor y se obtenga una mayor producción de aceite con una menor inyección de CO<sub>2</sub>.

**Figura 74.** Relación ft<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> contra barril de crudo recuperado



### 3.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se realizó una evaluación financiera básica para evaluar la factibilidad de implementar el proceso. Para esta se tomaron los dos mejores volúmenes de inyección: 1'000.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día y 2'000.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día. Se tuvieron en cuenta los ingresos y los egresos generados con cada uno, las tablas 26 y 27 muestra los valores al inyectar 1'000.000 ft<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>/día y 28 y 29 los resultados para la inyección de 2'000.000 ft<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>/día.

**Tabla 26.** Ingresos al inyectar un volumen de 1'000.000 ft3/día de CO<sub>2</sub>

INGRESOS	
Producción acumulada( estimulación), bbl	162.300
Producción primaria (sin estimulación), bbl	156.488
Acumulada incremental, bbl	5.812
Precio del barril US \$	50
Q positivo, bbl	2.212
Q positivo, US \$ (2212 bbl*50 US)	110.600

**Tabla 27.** Egresos al inyectar un volumen de 1'000.000 ft3/día de CO<sub>2</sub>

EGRESOS	
OPEX \$US	
Costo CO <sub>2</sub>	\$ 90.000
Costo BJ	\$ 64.000
Sarta de producción	\$ 78.609
Producción diferida, días	30
Producción diferida, US \$	192.000
Control de corrosión, US \$	371
TOTAL US \$	\$ 425.010

**Fuente:** Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A.

**Tabla 28.** Ingresos al inyectar un volumen de 2'000.000 ft3/día de CO<sub>2</sub>

INGRESOS	
Producción acumulada (estimulación), bbl	163.064
Producción primaria (sin estimulación), bbl	156.488
Acumulada incremental, bbl	6.576
Precio del barril US\$	50
Q positivo, Bbl	2.976
Q positivo, US \$ (2976*50)	148.800

Tabla 29. Egresos al inyectar un volumen de 2'000.000 ft3/día

EGRESOS	
OPEX US \$	
COSTO CO <sub>2</sub>	\$ 180.000
COSTO BJ	\$ 64.000
SARTA DE PRODUCCION	\$ 78.609
Dias de producción diferida	30
Producción diferida	183.000
Control de corrosión	371
TOTAL US \$	\$ 506.010

Fuente: Departamento de Ingeniería, SOM, Ecopetrol S.A.

De estos resultados se aprecia que inyectar dos millones (ft<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub>/día) en comparación con un millón (ft<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub>/día), muestra el mejor rendimiento al obtener mayores ingresos, aunque no es factible implementar el proceso ya que las ganancias que genera no paga el proyecto. Por lo tanto se concluye que el proceso no es económicamente viable.

### 3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO (CMOST)

CMOST es una herramienta estadística que en conjunto con el simulador de yacimientos CMG, realiza tareas claves como Análisis de Sensibilidad, Ajuste Histórico, Optimización y Evaluación de Incertidumbre.

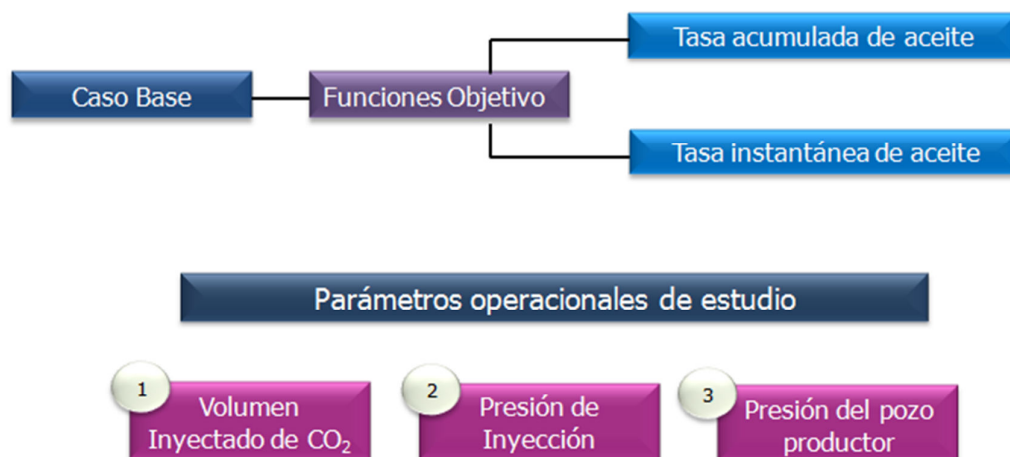
El análisis de sensibilidad en la herramienta CMOST se utiliza para determinar la variación general de los resultados de simulación bajo diferentes valores de los parámetros que tienen el mayor efecto sobre el proceso a evaluar, y así poder establecer que tan marcada puede llegar a ser la diferencia cuando se utilizan diferentes valores, logrando determinar la influencia de cada variable sobre el proceso, en este caso la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> miscible.

La realización de este análisis de sensibilidad permitirá: identificar sobre que parámetros operacionales tienen más influencia significativa en el

comportamiento del yacimiento bajo la aplicación del método recobro de estimulación con CO<sub>2</sub> y así mismo identificar los parámetros de operación que representan mayor riesgo para la viabilidad del proyecto.

A continuación se describe el análisis de sensibilidad realizado a cada uno de los parámetros de operación del modelo conceptual de simulación y se presenta el análisis de resultados de cada uno de los diagramas tornado. Se planteó un esquema que describe de manera global la metodología utilizada durante este la selección de los parámetros de mayor influencia sobre la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> miscible ver figura 75.

Figura 75. Análisis de sensibilidad asistido (CMOST)



### 3.4.1 Caso base y parámetros operacionales de estudio

El modelo tiene un área de 80 Acres, con un sólo pozo el cual fue puesto en producción primaria durante 730 días (dos años), para posteriormente implementar el proceso de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> durante dos ciclos, este número es congruente con el recomendado en la literatura.

Para iniciar con el análisis de sensibilidad, es necesario definir las características del caso base, que son las mismas establecidas para el desarrollo del capítulo anterior (Tabla 30).

**Tabla 30.** Parámetros de operación bases para el análisis de sensibilidad.

PARAMETROS	VALOR
Presion de inyección (psi)	2.500
Tasa de inyección (ft <sup>3</sup> /d)	2'000.000

### 3.4.2 Valores máximos y mínimos y determinación de las funciones objetivo

El siguiente paso en la metodología fue la determinación de un rango de valores razonable para cada una de las variables de diseño, que operacionalmente pueda ser aplicado, y que además tengan una diferencia numérica significativa para que los resultados sean representativos.

A continuación se presentan los valores respectivos para llevar a cabo el análisis de sensibilidad a los parámetros de operación, cabe resaltar que fueron seleccionados teniendo en cuenta el criterio ingenieril y aprovechando la experiencia del director de la tesis en este tipo de técnicas de recobro (Tabla 31).

**Tabla 31.** Parámetros mínimos y máximos para el análisis de sensibilidad

PARAMETROS	MINIMO	BASE	MAXIMO
Presion de inyección (psi)	2490	2500	2630
Volumen de inyección (ft <sup>3</sup> /d)	8000000	2000000	2100000

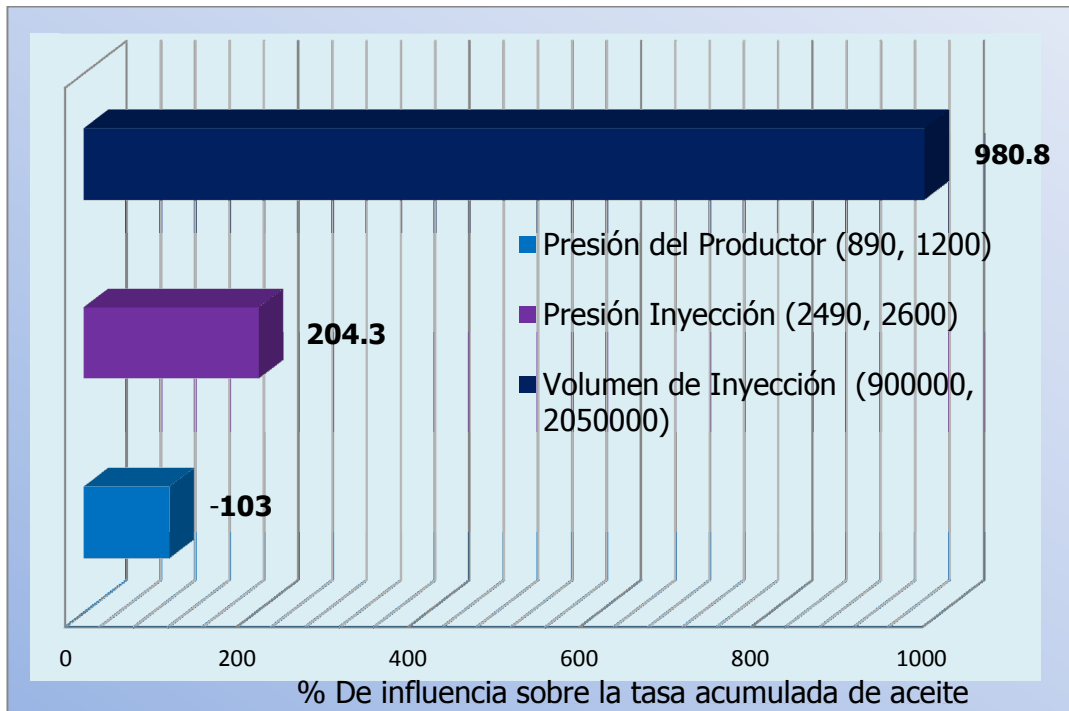
Finalmente es importante definir cuáles son las funciones objetivo que se evaluarán en el análisis de resultados. Las funciones objetivo seleccionadas para el análisis de sensibilidad de los parámetros de operación fue la tasa acumulada y la tasa instantánea de aceite.

### 3.4.3 Análisis de resultados

Antes de entrar en detalle, es importante resaltar que los resultados varían de acuerdo a los rangos escogidos, y a las propiedades tanto de roca como de fluido del yacimiento. Es decir, la respuesta en cuanto a la influencia de cada variable depende de la diferencia entre los valores usados y de la respuesta del yacimiento al desarrollo del proceso.

A continuación se presentan los diagramas tornado, ésta es la forma como se representan los resultados generados a partir del análisis de sensibilidad. Estos son gráficos de barras horizontales, donde se muestra una secuencia de las estimaciones del efecto de todos los parámetros sobre cada función objetivo en orden ascendente, cuando se cambian sus valores entre un máximo y un mínimo. que muestran detalladamente la influencia de los diferentes parámetros operacionales así como su respectivo análisis, como se observa en la figuras 76 y 77.

Figura 76. Diagrama tornado para la tasa acumulada de aceite.

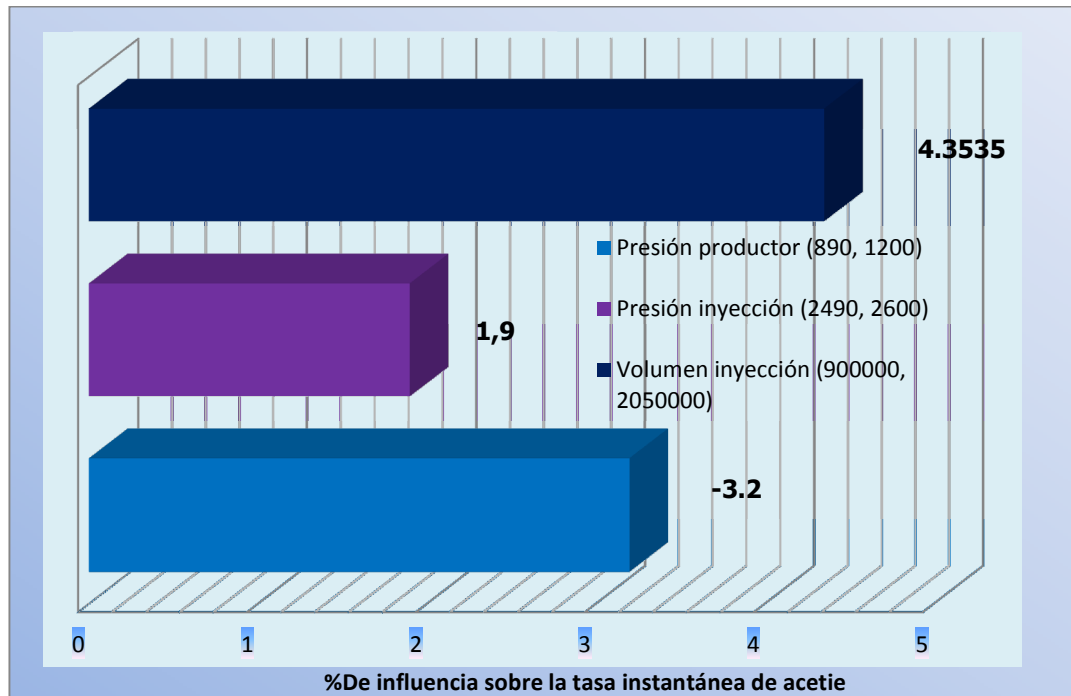


Fuente: Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool. CMOST.

Si analizamos el diagrama tornado de la figura 76, Pueden evaluarse los resultados de la siguiente manera: El parámetro del volumen de inyección con un rango establecido entre 900.0000 y 2'050.000 ft<sup>3</sup>CO<sub>2</sub>/día presenta un alto impacto, evidenciándose a su vez una mayor recuperación de hidrocarburo cuando se toma el valor máximo establecido para su evaluación, puesto que tiene un valor alto y el signo de la barra es positivo, en caso contrario la propiedad de presión del productor con un rango entre 890 a 1200 psi, tiene poca influencia en la función objetivo y se obtienen mayor producción acumulada de aceite cuando esta propiedad es evaluada en su valor mínimo, esto por el tamaño pequeño de la barra y el signo negativo.

Es así como, a partir de este análisis y otros realizados anteriormente, se estableció que los parámetros operacionales de mayor influencia para el modelo de estudio en su orden fueron: volumen de inyección, presión de inyección, y presión del pozo productor.

**Figura 77.** Diagrama tornado para la tasa instantánea de aceite.



**Fuente.** Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool. CMOST.

Por último se encuentra el diagrama tornado donde la función objetivo es la tasa instantánea de aceite en la cual se evaluaron los mismos parámetros operacionales (figura 77), observándose que el volumen y la presión de inyección son los parámetros que impactan positivamente el proceso de estimulación, lo que indica que al tener un mayor volumen y presión de inyección se logra un aumento en el pico de la tasa instantánea de aceite; por otro lado la presión del pozo productor incide negativamente sobre la tasa, lo que significa que al aumentar esta se tendrá una menor cantidad de aceite producido.

## CONCLUSIONES

- El proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible fue poco efectivo para un crudo de 40 °API, ya que no se obtuvo un aumento muy significativo de la tasa acumulada incremental de aceite debido a que no vamos a tener mecanismos como la reducción de la viscosidad que ayuden el proceso.
- El análisis de sensibilidad para el tiempo de remojo de nuestro modelo conceptual, muestra que la influencia que tiene usar tiempos muy largos (15 a 20 días) es negativa, ya que se pierde producción la cual no va a ser recuperada por el recobro adicional de aceite. Se estableció que el parámetro operacional más influyente en el proceso es el volumen de inyección de CO<sub>2</sub>.
- A partir del análisis de sensibilidad realizado en la herramienta CMOST, se estableció que los parámetros operacionales que más influyen sobre la tasa de aceite en el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible son la tasa de inyección y la presión de inyección, ya que determinan la cantidad de gas que debe ser inyectado para aumentar la producción.
- Se determinó a partir de la evaluación financiera que el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible, es factible técnicamente pero no financieramente, para este caso.
- La presión del yacimiento es un parámetro fundamental al tratar con procesos de recobro miscible, es importante que el yacimiento no se encuentre muy depletado al momento de implementar la técnica, además ésta se debe estar cerca a la presión mínima de miscibilidad para lograr que el CO<sub>2</sub> inyectado sea miscible con el fluido del yacimiento.

## RECOMENDACIONES

- Determinar el comportamiento de fases y la presión mínima de miscibilidad a partir de pruebas experimentales de laboratorio y generar con estas un PVT composicional completo y adecuado para el yacimiento donde se desee aplicar el proceso.
- Desarrollar una evaluación técnica financiera previa que involucre la mayor cantidad de parámetros operacionales y de yacimiento que sean representativas para un campo de petróleo.
- Hacer estudios de las posibles fuentes de dióxido de carbono y su posible utilización para la inyección como método de recobro mejorado en el país.
- Realizar una evaluación financiera detallada donde se involucren variables como la inversión inicial y la utilidad neta, así como también criterios de evaluación económica tales como payback, tasa interna de retorno (T.I.R) y tasa promedio de retorno (T.P.R), con el fin de determinar la factibilidad económica del proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible.
- Antes de implementar el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> miscible es necesario tener en cuenta un procedimiento de diseño adecuado para disminuir los errores en la operación que puedan generar riesgos y se pueda garantizar el éxito al ejecutar la técnica.

## BIBLIOGRAFIA

Assistant Technology Editor Karen Bybee, contains highlights of paper SPE 100044, "Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations," by L. Mohammed-Singh, SPE, Petrotrin, and A.K. Singhal, SPE, and S. Sim, SPE, Alberta Research Council, prepared for the 2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 22–26 ABRIL DE 2007.

AUBLE. Lindsay, FRIEDMAN. Barry, M, JOHNSON. Johnny E., and WISSBAUM Richard J, Look at improving oil recovery by CO<sub>2</sub> flood. Enhanced Oil Recovery: Part 1. Oilfield Technology 55. Washington Division–URS, USA. Noviembre 2008.

Bakshi A.K, U of Texas Ogbe D.O. Feasibility Study of CO<sub>2</sub> Stimulation in the West Sak Field, Alaska. SPE 24038

BARNHART. W. Pan Canadian Petroleum Limited C. COULTHARD CSC Project Management Services. Weyburn CO<sub>2</sub> Miscible Flood Conceptual Design and Risk Assessment Journal of Canadian Petroleum Technology.

Barry Friedman M, Johnny E. Johnson, Richard J. Wissbaum. CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery: Part 1. En línea en: [www.oilfieldtechnology.com](http://www.oilfieldtechnology.com) Noviembre 2008.

SCHENEWERK, P.A. Evaluation of a South Louisiana CO<sub>2</sub> Huff and Puff Field Test. SPE/DOE 24143. Louisiana State U. 1992.

CRAWFORD H.R, NEILL G.H y CRAWFORD P.B. Carbon Dioxide –A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation SPE 571.

Computer Modelling Group Ltd. CO<sub>2</sub> EOR Miscible Tutorial Using WinProp

CUADROS GARCIA, Robinson y GUARIN ARENAS, Flaminio: Determinación de la presión mínima de miscibilidad, (MMP) de CO<sub>2</sub> para crudos a tasa constante y a presión constante de inyección. Bucaramanga, 1994, 162 h. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ciencias físico químicas. Escuela de Ingeniería de petróleoos.

Cullough D.E. and R.L. Stiles, EN RON Gas Processing Co, "SPE Member. Operation of the Central Basin CO<sub>2</sub> Pipeline System SPE 16329

DON W. Green, G. Paul Willhite. Enhanced Oil Recovery, SPE textbook series Vol. 6, 1998.

Helen K.Haskin, SPE, y Alston Robert, Texaco Inc. An Evaluation of CO<sub>2</sub> Huff and Puff Test in texas. Journal Petroleum Technology, Febrero 1989.

Heron Gachuz Muro, Pemex E & P,. YACIMIENTOS DE CO<sub>2</sub> EN MEXICO. ALTERNATIVA VIABLE PARA PROGRAMAS DE RECUPERACION TERCIAARIA hgachuzm@pep.pemex.com Copyright 2005, CIPM. Este artículo fue preparado para su presentación en el cuarto E-Exitep 2005, del 20 al 23 de febrero de 2005 en Veracruz, Ver., México.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Informe Final, Estrategias de desarrollo para los campos del Área Lisama y Llanito. Piedecuesta, 2008.

Luo R.SPE,y Cheng L.s,chin U. Feasibility Study of CO<sub>2</sub> Injection for Heavy Oil Reservoir After Cyclic Steam Stimulation Liaohe Oil Field Test, SPE/PS-97462

MARÍN GONZALÉZ, Jesús Enrique: Metodología para estimar la presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Caracas, 2002, 206 h. Trabajo de grado (Ingeniero Químico). Universidad Metropolitana. Facultad Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.

B.J.Miller,SPE Member Designn and Results of a Shallow, Light Oilfield-Wide Application Huff 'n' Puff Process Bretagne SPEIDQE 20268.

Mohammed-Singh L. Petrotrin, y Shingal A.k Screening Criteria for carbon Dioxide Huff and Puff operation. SPE 100046 Abril 2006

National Energy Technology Laboratory. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Untapped domestic energy supply and long term carbon storage solution US ENERGY.

Design and implementation of Immiscible Carbon Dioxide Projects (CO<sub>2</sub> Huff-Puff) in South Louisiana SPE 15497.

Palmer, R.W. Landry, and S. Sou-Mikael, Texaco Inc.SPE Members. society of Petroleum Engineers held in New Orteans, M October 5 de 1999

Patton Jhon T, Keith H, y Spence Ken. Carbon Dioxide Well Stimulation Part 1 A Parametric Study. Journal of Petroleum Technology. Agosto de 1982

Patton Jhon T, Brian Evans, y Ghose Shanu . Carbon Dioxide Well Stimulation Part 2 Desing of Aminoil's North Bolsa Strip Project agosto de 1982

Ricardo Martínez Mario Fernando RECOBRO MEJORADO, INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub>. Métodos de Producción. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Universidad Industrial de Santander.

Richard B. Macon, Menber Amoco Porduction co.Desing and Operation of the Levelland unit CO<sub>2</sub> Injection Facility SPE 8410. Septiembre 1979

Rodriguez D.M y Mendez F.B. Evaluación económica del proyecto de Inyección cíclica de CO<sub>2</sub> Campo de Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol S.A).

Sachica J.A, Maya G.A, Rivera J.E, Pinzon L, Ecopetrol S.A, Praxair y BJ Services. Lecciones aprendidas del piloto de estimulación cíclica con CO<sub>2</sub> en el campo Llanito de Ecopetrol S.A Acipet Diciembre de 2009.

Schenewerk P.A, Louisiana State U, Thomas Jacob, ARCO Oil & gas Co. y Bassiouni Z.A.Evaluation of South Louisiana CO<sub>2</sub> Huff and Puff Field Test. SPE/DOE 24143.

Smith L.k. Scale Prediction During CO<sub>2</sub> Huff and Puff Enhanced Recovery, Crooks Gap Field Wyoming , SPE 21838

Stalkup F.I, SPE AIME, Atlantic Richfield CO. Carbon Dioxide Miscible Flooding: Past, Present, and Outlook for the future Journal of Petroleum Technology. Paper SPE N. 7042.

Thomas G.A,SPE, y Monger- MC Clure, SPE Louisiana State U. Feasibility of Cyclic CO<sub>2</sub> injection for Light-Oil Recovery SPE 20208.

## **ANEXOS**

## **ANEXO A. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA PMM**

Para estimar la presión mínima de miscibilidad se cuenta con diferentes métodos los cuales se clasifican en métodos experimentales que tienen buena precisión y los métodos analíticos. A continuación se describen los métodos experimentales ya que los resultados obtenidos de la prueba de Slim Tube fueron tenidos en cuenta para el desarrollo del proyecto.

### **Métodos Experimentales**

Son pruebas que se hacen a nivel de laboratorio, utilizando muestras de crudo y gas de inyección. En estas pruebas la temperatura se mantiene constante y equivalente a la temperatura del yacimiento<sup>45</sup>. Estos experimentos son relativamente sencillos de hacer y su uso es común en la industria para el diseño de procesos miscibles o para el screening de yacimientos. Las pruebas se hacen generalmente para determinar los yacimientos candidatos para el desarrollo de procesos miscibles.

Entre estas pruebas se encuentran la Prueba del tubo delgado y la Prueba de la Burbuja Ascendente.

#### **▪ PRUEBA DE LA BURBUJA ASCENDENTE**

La prueba de la burbuja ascendente es un método fácil y seguro para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) y la Composición Mínima de Miscibilidad (CMM) durante el estudio de vaporización de la inyección de gas. Ver figura 78 y 79<sup>46</sup>.

Beneficios de la Prueba de la Burbuja Ascendente:

- Resultados rápidos
- Resultados visibles

---

<sup>45</sup> MARIN, Op.cit., p.17-19.

<sup>46</sup>Ibid., p 19-20

- Menos costoso que el método de tubo delgado
- Mínima cantidad de fluido de prueba

Características del equipo de la Burbuja Ascendente<sup>47</sup>:

Presión de operación: 10000Psi (700bar)

Temperatura de trabajo: 175°C (350°F)

Parte visual: 250mm x 8mm

Sección interna: 5mm x 1mm

Diámetro de la aguja: 0.91 mm

Material: Acero inoxidable, zafiro

Fluidos: Agua, petróleo, gas HC, CO2, solvente

Alimentación: 220 VAC- 50/60 Hz - 1 fase

**Figura 78.** Equipo de la Burbuja Ascendente.



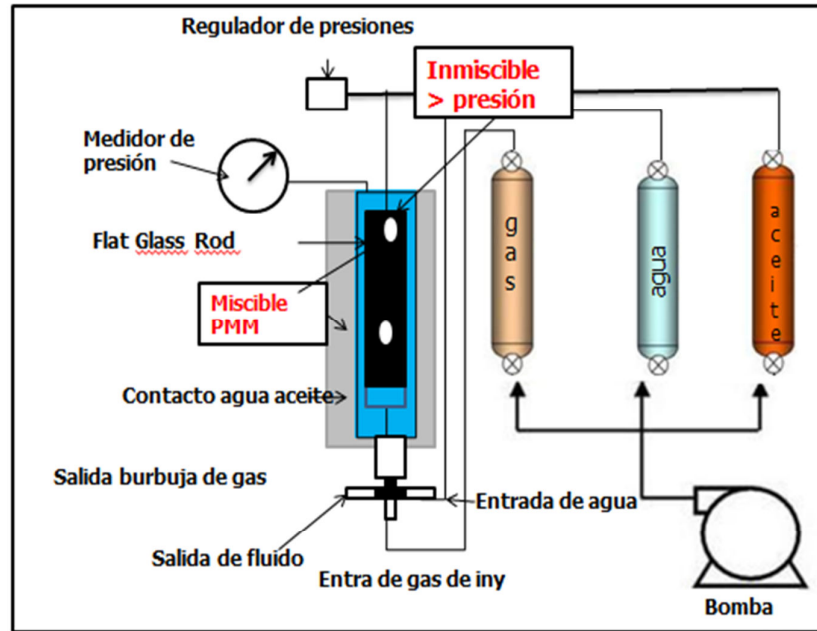
**Fuente:** Disponible en: [www.vinci-technologies.com](http://www.vinci-technologies.com)

El método implica la observación visual directa del comportamiento de una burbuja de gas inyectada que asciende en una columna de crudo. Bajo condiciones miscibles, la burbuja desaparece antes de que llegue al tope; bajo condiciones inmiscibles, la burbuja es visible a través de su flujo. La célula se llena de agua destilada.

<sup>47</sup> Tomado De [www.vinci-technologies.com](http://www.vinci-technologies.com)

Se inyecta suficiente crudo dentro de la célula para desplazar la columna de agua por el extremo inferior de la célula. Después, una burbuja de gas de una composición predeterminedada es inyectada en el agua<sup>48</sup>.

Figura 79. Esquema del Equipo de la Prueba de la Burbuja Ascendente.



Fuente: J. Bon, SPE, and H.K. Sarma, SPE 97536

La fuerza boyante en la burbuja la hace ascender a través de la columna de agua, y a través de la interfaz agua/aceite. Mientras que la burbuja asciende a través del crudo, su forma y movimiento son observados y fotografiados por dos cámaras.

Se necesitan entre 3 y 30 segundos para que la burbuja se desplace a lo largo de la columna de crudo. Después de que dos o tres burbujas se hayan desplazado a través de la columna de crudo, el crudo utilizado se sustituye por crudo fresco. Para un sistema gas/aceite, los experimentos de la burbuja ascendente se repiten sobre una gama de presiones. La PMM se deduce de la relación existente entre la presión y el comportamiento de la burbuja ascendente.

<sup>48</sup> Tomado De [www.vinci-technologies.com](http://www.vinci-technologies.com)

## ▪ PRUEBA DEL TUBO DELGADO O SLIM TUBE

El sistema de Slim Tube se utiliza para obtener información de la miscibilidad dinámica a condiciones de yacimiento ver figura 80.

Beneficios.

- Presión mínima de miscibilidad (PMM) y composición (CMM)
- Parámetros óptimos de inyección y composición del gas pobre y seco
- Determinación de la recuperación del petróleo en sitio
- Apreciación de la sensibilidad de condiciones experimentales en la recuperación

Características<sup>49</sup>:

Longitud del tubo: 24m (80pies)

Diámetro externo del tubo: 1/4"

Material: Acero Inoxidable

Medio poroso: Calibrado 230 – 310  $\mu\text{m}$  sílica

Porosidad aproximada: 35 %

Volumen poroso aproximado: 100cc

Presión de operación: 700bar (10000Psi)

Temperatura de operación: Hasta 150°C

Fluidos: Petróleo vivo, gas HC, CO<sub>2</sub>, solvente

Alimentación: 220 VAC 50 Hz

El gas a probar se inyecta a una presión deseada a través del tubo delgado, limpio y saturado previamente con aceite por la ayuda de una bomba de alta presión. Un regulador de presión posterior mantiene una presión constante dentro del sistema. Los efluentes que fluyen desde el tubo delgado se pueden observar a través de un tubo capilar transparente.

---

<sup>49</sup> Tomado [De www.vinci-technologies.com](http://www.vinci-technologies.com)

Entonces se expanden a la presión atmosférica y a la temperatura a través de un regulador de presión trasera. El volumen de líquidos efluentes entonces se supervisa continuamente usando un detector de medición de volumen, mientras que el gas producido es medido por un medidor de gas húmedo.

**Figura 80.** Sistema de Slim tube (sts 700)



**Fuente:** Disponible en: [www.vinci-technologies.com](http://www.vinci-technologies.com)

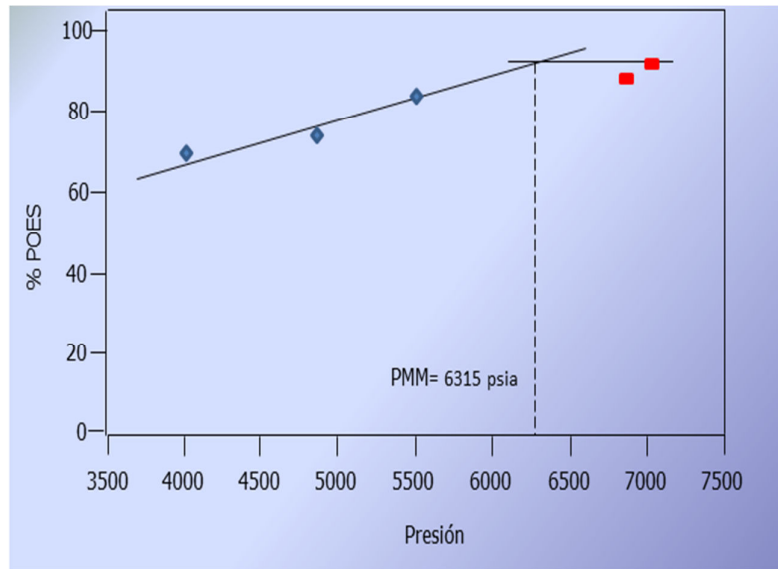
La curva de recuperación entonces es trazada usando los datos puros obtenidos durante los diversos experimentos miscibles. Los componentes adicionales tales como densímetro y cromatografía de gas se pueden agregar para ampliar las capacidades del instrumento<sup>50</sup>.

Para estimar la presión mínima de miscibilidad mediante la prueba del Slim Tube se necesitan varias pruebas de desplazamientos a distintas presiones y a temperatura constante, utilizando un único gas de inyección como se muestra en la Figura 81.

---

<sup>50</sup> MARIN, Op.cit., p 17- 19

**Figura 81.** Presión de miscibilidad mediante la prueba Slim Tube para el Ful F S @293°F



**Fuente:** Metodología para estimar PMM mediante una ecuación de estado

## ANEXO B. GUÍA DE SIMULACIÓN PARA LA GENERACIÓN DE UN PVT

Para desarrollar un proceso con CO<sub>2</sub> miscible es necesario generar un PVT para el cual se utilizó la herramienta Winprop, esta permite modelar el comportamiento de fases, las propiedades de los fluidos del yacimiento, Análisis de laboratorio, caracterización de los fluidos entre otras.

A continuación se presenta una guía de simulación enfocada a los ítems desarrollados en este proyecto, generación del PVT, con el fin de facilitar el entendimiento a estudiantes y profesionales que consulten este trabajo, además de describir el uso de esta nueva herramienta.

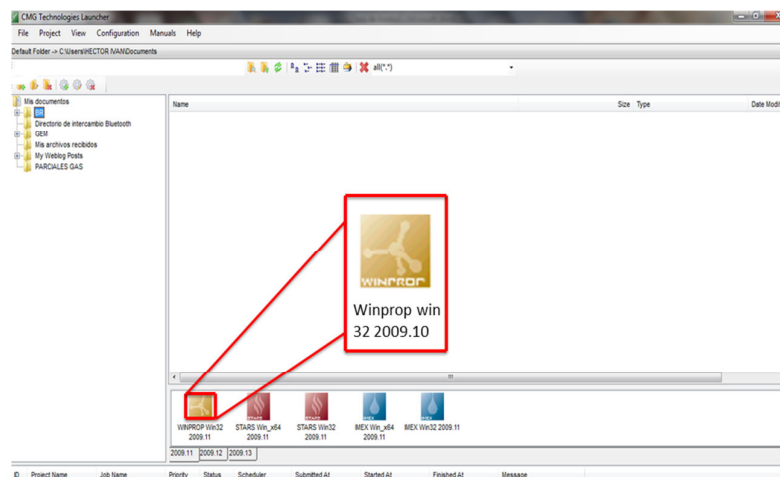
### B.1 Generacion del PVT en WINPROP

#### Crear datos básicos en Winprop para todos los componentes

A continuación se explica paso a paso el uso de la herramienta y lo que debe introducirse en cada módulo.

1. Para generar un PVT en Winprop el primer paso es abrir el Launcher del simulador CMG y seleccionar la herramienta (ver figura 82).

Figura 82. Plataforma del simulador CMG



Fuente: Launcher simulador Computer Modeling Group (CMG).

2. En “**Títulos / EOS/ Unidades**” escribir el “título del proyecto” en la sección de Título 1. Después seleccionar PR 1978 que es la ecuación de estado que maneja el simulador para la caracterización de los fluidos del modelo, seleccionar las unidades de campo “Psi y °F”. Haga click en “OK”.
3. Abrir “**Component Selection**” e insertar la lista de componentes del crudo a utilizar.
4. El siguiente paso es caracterizar la fracción C30<sup>+</sup> con un sólo Pseudocomponente insertando “Defined component”. Hacer click en la primera línea en blanco después del último componente ingresado en el paso anterior. Hacer click en el botón “**Options**” en la “**Componentdefinitionform**” y seleccionar “**Insertowncomponent**” basado en la gravedad específica (SG), punto de ebullición (TB) y el peso molecular (PM). Debe quedar algo similar a la figura 83.

Figura 83. Definición de componentes

Component definition

Options SetSelection VolumeShift AqueousSolubility Edit Help

Component | Int. Coef. | Viscosity | Aqueous phase |

Comments

No. of components: 40  Use temperature-dependent volume shifts

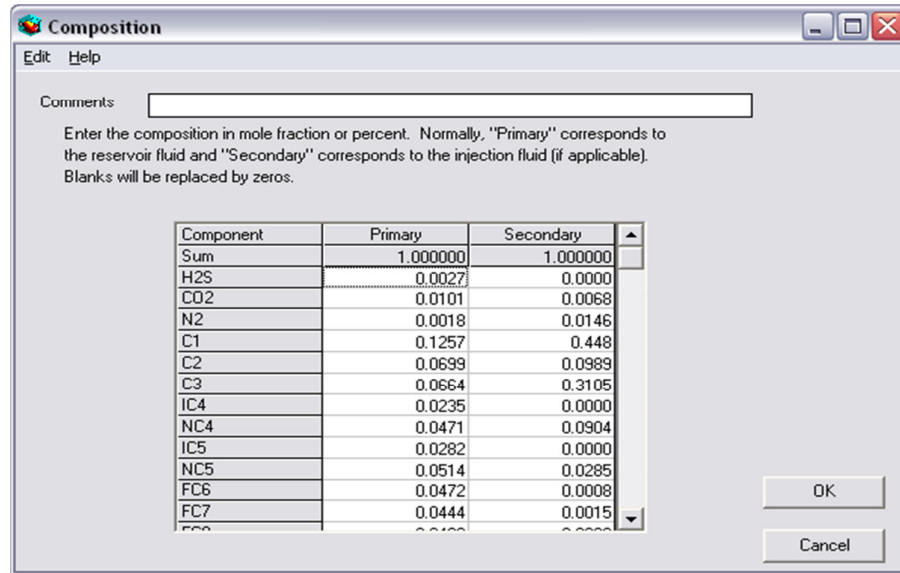
No.	Component	HC	Pc(atm)	Tc(K)	Acentric fact.	Mol. weigh
27	FC22	1	13.260	804.40	0.878848	300.1
28	FC23	1	12.830	814.00	0.916139	312.1
29	FC24	1	12.380	823.20	0.940079	324.1
30	FC25	1	11.840	832.70	0.965388	337.1
31	FC26	1	11.480	841.20	0.993111	349.1
32	FC27	1	11.130	849.60	1.016999	360.1
33	FC28	1	10.760	857.70	1.041592	372.1
34	FC29	1	10.490	864.30	1.063105	382.1
35	NC7	1	27.000	540.20	0.351000	100.:
36	NC8	1	24.500	568.80	0.394000	114.:
37	NC9	1	22.800	594.60	0.444000	128.:
38	C6H6	1	48.300	562.10	0.212000	78.:
39	CC6	1	40.200	553.40	0.213000	84.:
40	C30+	1	11.929	951.997	1.034131	400.1

Table Import Wizard OK Cancel

Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

Abrir la opción “**Compositionform**” e introducir las fracciones molares de la composición primaria y copiar la “**composición del solvente**” en la composición secundaria como se muestra en la figura 84.

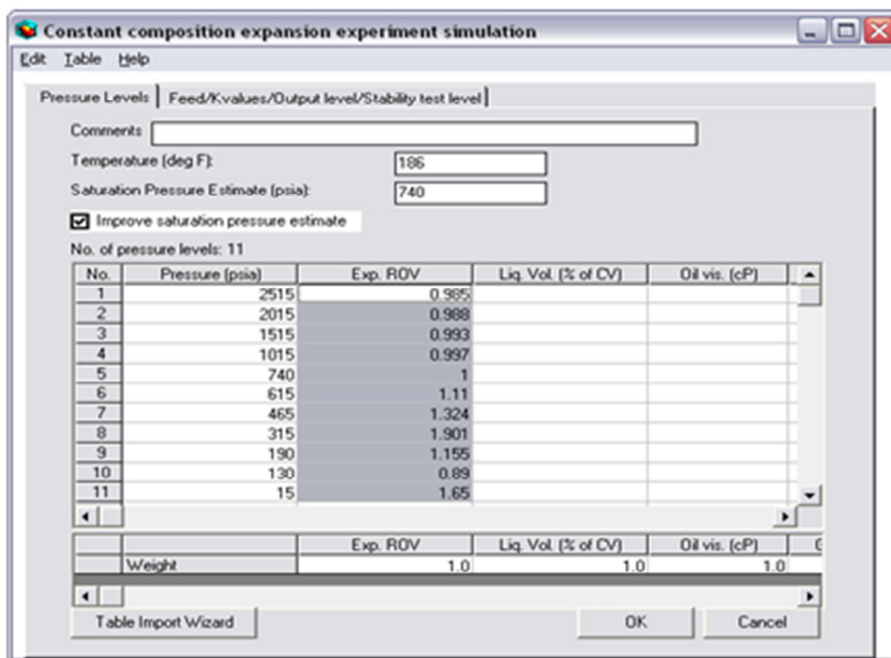
**Figura 84.** Definición de la composición del solvente de inyección



**Fuente:** Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

- Introducir la “**presión de saturación**” en la interfaz de Winprop. Ingresar la temperatura del yacimiento y la presión de saturación en las casillas correspondientes.
- Ingresar la prueba de “**Liberación a composición constante CCE**” en la interfaz de Winprop. Ingresar la temperatura del yacimiento y la presión de saturación en las casillas correspondientes. Introducir la presión y el volumen relativo en las casillas correspondientes de la presión y Exp ROV, debe quedar como se muestra en la figura 85.

Figura 85. Prueba experimental de liberación a composición constante



Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

7. Ingresar la prueba de “Liberación diferencial” en la interfaz de Winprop, e introducir la temperatura del yacimiento junto con la información dada en la tabla 32. La columna correspondiente al volumen relativo de aceite debe copiarse en la columna “Oil FVF”. Introducir la gravedad específica residual del aceite a condiciones estándar y hacer click en Ok.

Tabla 32. Datos para la prueba de liberación diferencial

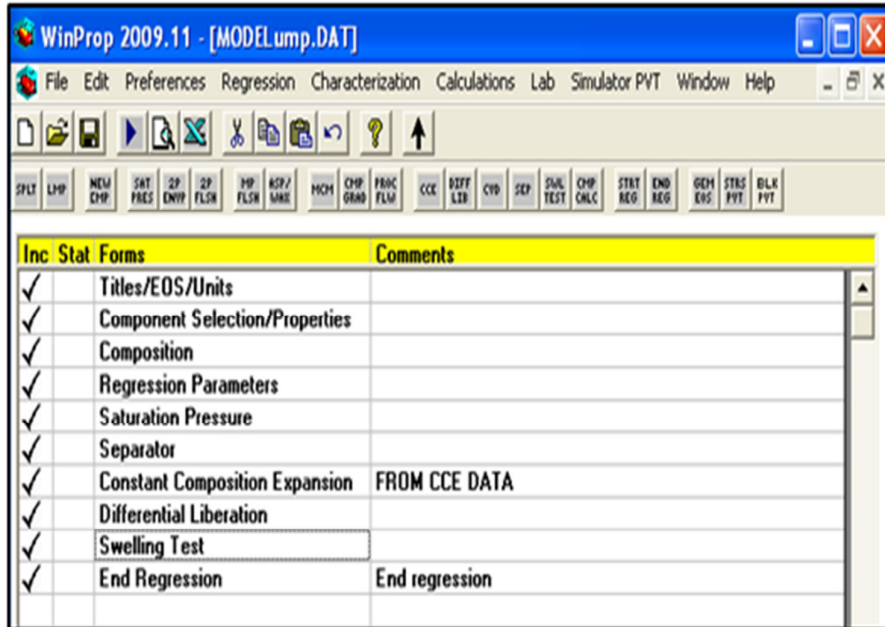
Presión (Psia)	Relación gas aceite	Volumen relativo de aceite	Gravedad específica del gas incremental	Factor de desviación Z	Factor volumétrico de formación del gas	Viscosidad del aceite (Cp)	Viscosidad del gas calculada (Cp)	Densidad del aceite (Gms/cc)
740	299.3	1.219				0.65		0.742
615	270.6	1.209	0.82	0.9199	0.0275	0.68	0.0132	0.743
465	236.4	1.186	0.803	0.9393	0.0371	0.72	0.013	0.752
315	188.1	1.175	0.883	0.9478	0.0554	0.83	0.0125	0.766
190	140.4	1.155	1.072	0.9524	0.0927		0.0116	0.795
130	106.7	1.098	1.227	0.9558	0.1366	0.89	0.011	0.803
15	0	1.027	1.621	0.9916	1.2346	1.65	0.0102	0.813

Fuente: Guía de simulación GEM. Computer Modeling Group (CMG). 2009



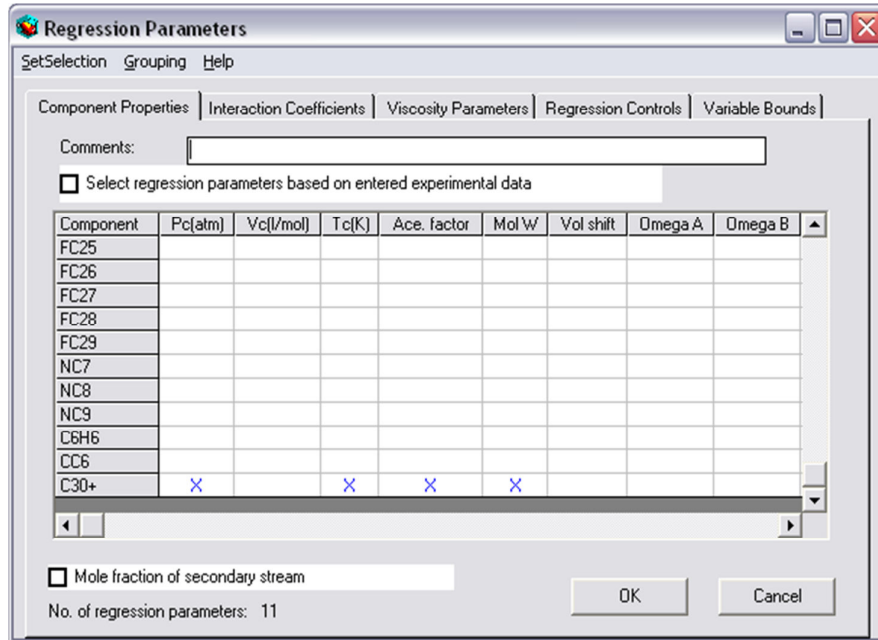
correspondiente a los parámetros de viscosidad, seleccionar todos los parámetros y coeficientes sin tener en cuenta los valores de  $V_c$ .

Figura 87. Regresión de las pruebas PVT



Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

Figura 88. Regresión de parámetros



Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

11. Ingresar “**Endregression**” en la interfaz de Winprop. Guardar el conjunto de datos con el nombre que le parezca apropiado, para nuestro caso el archivo se llama “miscAllComp.dat” después correr el archivo y observe los resultados en “**CreateExcelPlots**”.
12. Como aún no se muestra un buen ajuste, se deben cambiar los factores de ponderación de las diversas propiedades en la prueba de liberación diferencial, donde se debe comprobar el límite superior e inferior y cambiarlos en parámetros de regresión (reducción / aumento) cuando esos límites se ven afectados como se muestra en la figura 89.

**Figura 89.** Límites de las variables

No.	Variable	Value	Lower Bound	Upper Bound
1	1st Set HC Inter. Coeff. Exp. - 1	1.2	0.0	1.8
2	1st Set Critical Pressure: C30+	11.929	7.0	12.14376
3	1st Set Critical Volume: C30+	1.3326	1.06608	1.59912
4	1st Set Critical Temperature: C30+	951.997	910.45632	1250.0
5	1st Set Acentric Factor: C30+	1.034131	.75	1.03768
6	1st Set Molecular Weight: C30+	400.0	320.0	480.0

**Fuente:** Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

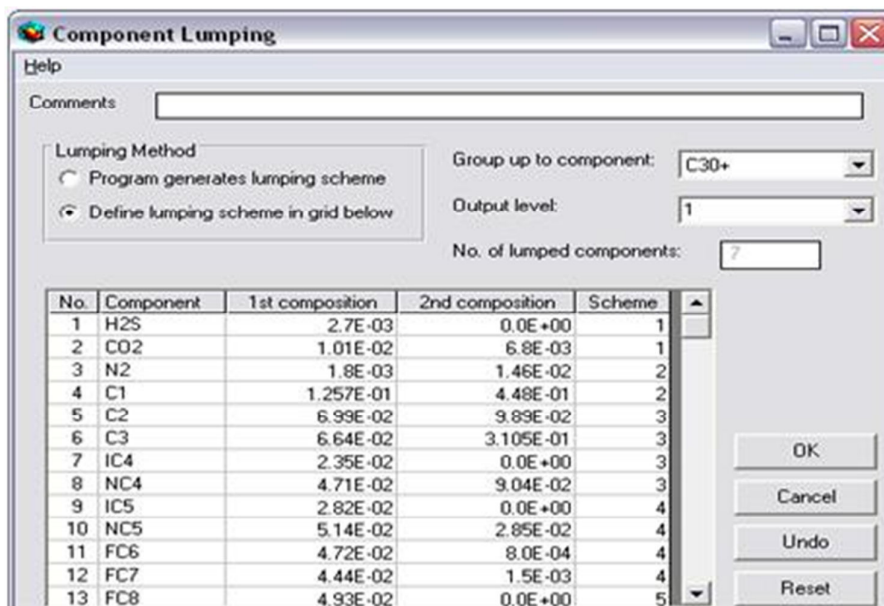
Las propiedades más importantes son la presión de saturación, la densidad del aceite (gravedad específica del aceite), Factor volumétrico, relación gas – aceite y el factor de hinchamiento. Las propiedades del gas son los menos importantes y los factores de ponderación de las propiedades del gas pueden ser cero.

## B.1.2. REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE COMPONENTES

Para lograr un mejor ajuste de las pruebas se procede a realizar una reducción del número de componentes para lo cual se eliminan todos los elementos a partir de los parámetros de regresión. Se debe seleccionar la opción “Actualizar las propiedades de los componentes” y hacer click en aceptar. Ahora el conjunto de datos ha sido actualizado con las propiedades del componente calculado a partir de la regresión de los datos experimentales. Guardar el archivo con un nombre representativo “MiscLump.dat”. Hacer click en la composición y seleccionar “**Componentlumping**”.

Dar doble click en componentlumping y después en Define “**LumpingScheme in grid below**”. Debajo de la columna “**Scheme**”, realizar un agrupamiento de la composición de la composición ingresada anteriormente ya sea su caso de estudio como por ejemplo para el **CO<sub>2</sub> (1)**, en la celda del **C1 (2)**, **NC4 (3)**, **FC7 (4)**, **FC12 (5)**, **FC20 (6)** Y **C30<sup>+</sup> (7)** como se muestra en la figura 90. Dar click en Ok y correr el archivo.

Figura 90. Ventana para el Component Lumping



Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

2. Click en File y propiedades de los componentes de actualización **“Updatecomponentproperties”**, y aceptar. Ahora el conjunto de datos ha sido actualizado con las propiedades de los componentes agrupados. Seleccionar File – Abrir y seleccionar el archivo guardado anteriormente **“MiscAllComp.dat”**. Seleccionar y copiar todos los elementos a partir de **“RegressionParameter”** hasta **“EndRegression”**.

Pegar la sección en el archivo **“miscLup.dat”** debajo de **“Composition”**, cerrar el archivo antiguo y eliminar el **“ComponentLumping”**.

3. Para asegurarse de que Winprop ha actualizado todos los datos requeridos, hacer doble click en **“Regressionparameters”** y seleccionar Ok, a continuación hacer doble click sobre cada una de las pruebas ingresadas y seleccionar Ok.

4. Guardar el conjunto de datos como **“MiscGEM.dat”**, correr el archivo y ver los resultados en **“Create Excel Plots”**.

5. Mejorar el ajuste de la viscosidad para esto debe seleccionar la opción **“Viscosityparameters”** debajo de la regresión de **“RegressionParameters”**, y añadir la opción Vc de los componentes más pesados de las variables de regresión.

### **B.1.3. PRUEBA DE MISCIBILIDAD MULTICONTACTOS**

6. El siguiente paso es dar doble click en **“MultipleContacts”** e introducir la temperatura, presión de yacimiento y agregar cada uno de los valores tanto para primer contacto y múltiples contactos reportado por la prueba el SlimTube, como se observa en la figura 91.



Figura 92. Composición primaria del gas (CO<sub>2</sub>)

Component	Primary gas	Make-up gas	Pseudo
Sum	1.000000	1.000000	
H2S to CO2	1.0	0.0000	2
N2 to C1	0	0.0000	1
C2 to NC4	0	1.0	2
IC5 to C7	0	0.0000	3
C8 to C12	0	0.0000	3
C13 to C20	0	0.0000	3
C21 to C30	0	0.0000	3

Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

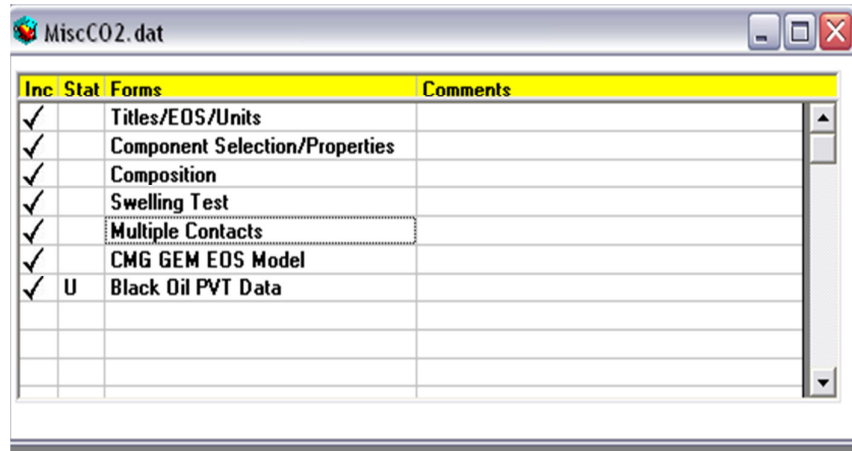
#### B.1.4. Crear la composición del PVT data

1. Hacer click debajo de múltiples contactos y seleccionar “Simulador de PVT” y utilizar la opción de “CMG GEM EOS Modelo”. Hacer doble click en este y seleccionar “**PrintcomponentpropertiesforGEMto MISCCO2.GEM**”. Después introducir la temperatura del yacimiento y seleccionar “**imprimir parámetros de solubilidad para la fase acuosa de los componentes**”, e introducir los valores de temperatura de yacimiento y la presión mínima de miscibilidad por múltiples contactos y seleccionar Ok.
2. Para incorporar la solubilidad del CO<sub>2</sub> en la fase acuosa, hacer doble click en “**ComponentSelection / Properties**” debajo de “**AqueousPhase**” y por último seleccionar el método de Li-Nghiem y después escoger la correlación de Henry.

### B.1.4.1 Creación del PVT Black Oil

3. Hacer click debajo de “**Modelo CMG GEM EOS**” y seleccionar la opción de del simulador de “**Black Oil PVT Data**” como se muestra en la figura 93.

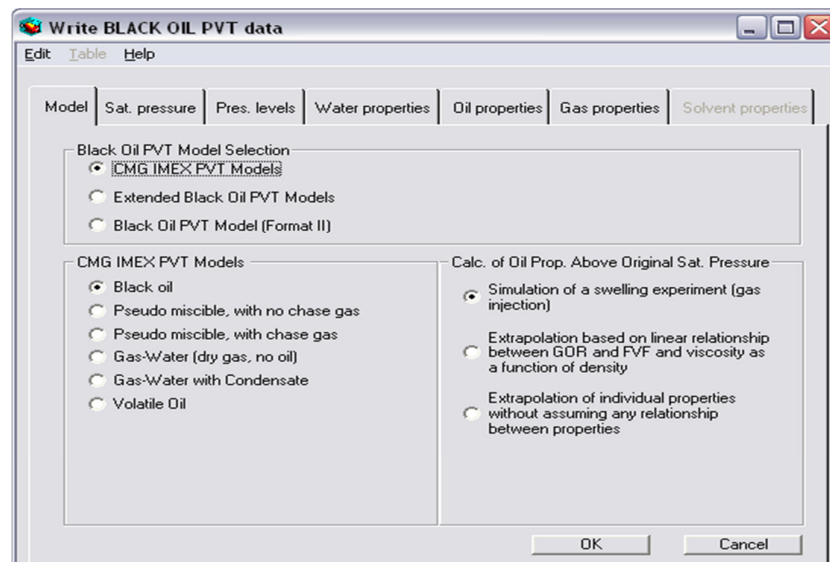
Figura 93. Exportación de la composición EOS y el Black Oil PVT



Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

4. Dar doble click en “**Black Oil PVT Data**” y seleccionar la opción de “**CMG PVT Models**” y seleccionar “**Black Oil**” debajo del modelo PVT como se observa en la figura 94.

Figura 94. Modelo Black Oil



Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

5. Introducir el valor de la presión de saturación y la temperatura del yacimiento.
6. Introducir los datos de la prueba de hinchamiento para la opción de “pres. Levels” como se observa en la figura 95.

**Figura 95.** Parámetros para la prueba de hinchamiento

The screenshot shows the 'Write BLACK OIL PVT data' window with the following data:

**Model:** Sat. pressure | **Pres. levels** | Water properties | Oil properties | Gas properties | Solvent properties

**No. of pressure levels:** 9

No.	Pressure (psia)
0	Sat. Pres.
1	700
2	600
3	500
4	400
5	300
6	200
7	100
8	50
9	14.7

**Separator conditions:**

**No. of separator stages:** 0

Stage No.	Pressure (psia)	Temperature (deg F)

Stock tank pressure (psia): 14.69595  
 Stock tank temperature (deg F): 60.000

**No. of swelling experiments:** 5  Eliminate dew point sat. pressure points

No.	Gas mole fraction	Sat. pres. est. (psia)	Sat. pres. flag
0	0.0000	740	2
1	0.194	1195	2
2	0.381	1750	2
3	0.561	2370	2
4	0.642	2655	2
5	0.718	3215	2

Buttons: OK, Cancel

**Fuente:** Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

7. Dar click en la tabla de las propiedades del agua e introducir la salinidad del agua, la presión del punto de burbuja y por último se introduce la presión mínima de miscibilidad por múltiples contactos llamada la presión de referencia como se observa en la figura 96. Dar click en aplicar para que el simulador calcule las demás propiedades para el agua.

Figura 96. Propiedades del agua

Write BLACK OIL PVT data

Edit Table Help

Model Sat. pressure Pres. levels Water properties Oil properties Gas properties Solvent properties

Water phase properties (from correlations or input by the user)

Water salinity (ppm):	100
Water bubble point; enter BP to set to oil bubble point pressure (psia):	14.7
Reference pressure (psia):	2350
Formation volume factor at reference pressure:	1.025483
Compressibility factor for calculation of formation volume factor (1 / psia):	3.078413E-06
Viscosity at reference pressure (cP):	.3457458
Pressure dependence of viscosity (cP / psia):	0.0
Density (lbm/ft3):	60.85364

Apply: To calculate water phase properties enter data corresponding to the first 3 text boxes above and then click here

OK Cancel

Fuente: Winprop. Simulador Computer Modeling Group (CMG).

8. Guardar el archivo para nuestro caso es “MiscCO<sub>2</sub>\_PVT.dat” y hacer la respectiva corrida del simulador. La composición de los datos PVT se guardan en un archivo llamado .GEM (MiscCO<sub>2</sub>\_PVT.GEM) y el del archivo de Black Oil en un archivo .imx (MiscCO<sub>2</sub>\_PVT.imx).
9. Repetir el paso del 1 al 11 para el archivo “MiscMCM.dat” y crear el archivo .GEM y el archivo para el Black Oil PVT y guardar como “MiscHCsolv\_PVT.dat” y después ejecutarlo.