

EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE
CO₂ MISCIBLE MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

ALVARO ENRIQUE AYALA MADRIGAL

LUIS CARLOS MONSALVE PARRA

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

2014

EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE
CO₂ MISCIBLE MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

ALVARO ENRIQUE AYALA MADRIGAL

LUIS CARLOS MONSALVE PARRA

Trabajo de grado presentado como requisito para aspirar al título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez

Co-Director

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

2014

DEDICATORIA

A mis padres, por el apoyo y la confianza incondicional. Por creer en mí y porque siempre habrá un motivo para que se sientan orgullosos de Ricky, del mismo modo en que yo me siento de tenerlos.

A mi abuelito Julio, por ser un ejemplo de hombre a seguir. Es un honor haber tenido una persona como tú en mi vida, siempre estarás presente en mi corazón con mucho amor y admiración. Infinitas gracias por todo.

A Paula, por ser mi compañera a pesar de todo. Espero que esto que consigo hoy nos una más y podamos disfrutar juntos tanto de mis éxitos como de los tuyos.

A mi familia, por el amor, la confianza, el apoyo, la motivación, el empuje, la ayuda, por quererme, por cuidarme y por creer en mí. Esto es por ustedes.

A mis amigos, porque con ustedes he disfrutado muchos de los mejores y más felices momentos de mi vida. El camino que hace falta por recorrer es largo y espero tenerlos cerca durante mucho tiempo para seguir viviendo lo que viene que muy seguramente va a ser memorable.

A mis compañeros, que de alguna manera u otra contribuyeron a este logro personal que hoy me llena de orgullo y felicidad.

Alvaro

DEDICATORIA

A Dios,

A mis Padres,

A mi familia,

A mis amigos

y a todos aquellos

Que hicieron posible este proyecto

Quedo eternamente agradecido con ustedes

Luis Carlos Monsalve Parra

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres por brindarnos la oportunidad de enriquecernos integralmente con nuestros estudios.

A la Universidad Industrial de Santander por ofrecernos el entorno adecuado para crecer profesionalmente.

A los Profesores y compañeros por su contribución en este largo camino de formación.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) por permitirnos hacer parte de tal enriquecedora experiencia.

A nuestro director de tesis Samuel Fernando Muñoz Navarro por todos sus aportes en el desarrollo del proyecto.

A nuestro Codirector Cesar Augusto Pineda Gómez que fue parte fundamental en el nacimiento y progreso del proyecto.

A todos muchas gracias.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	23
1. INYECCIÓN CONTINUA DE CO ₂ MISCIBLE	25
1.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE CO ₂	25
1.1.1 PROPIEDADES DEL CO ₂	26
1.1.2 VOLUMEN DE CO ₂ REQUERIDO PARA LA INYECCIÓN	27
1.1.3 COSTO Y PUREZA DEL CO ₂	27
1.1.4 FUENTES DE CO ₂	27
1.1.5 FUENTE DE CO ₂ EN COLOMBIA	28
1.2 ANTECEDENTES DE LA INYECCIÓN DE CO ₂ COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO	28
1.2.1 INYECCIÓN DE CO ₂ EN COLOMBIA.....	28
1.2.2 INYECCIÓN DE CO ₂ EN EL MUNDO.....	29
1.2.3 ANTECEDENTE DE ESTUDIO: CAMPO SACROC - TEXAS	31
1.3 PROCESOS CON DESPLAZAMIENTO MISCIBLE	33
1.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.....	34
1.3.2 PROCESO DE MISCIBILIDAD A PRIMER CONTACTO	35
1.3.3 PROCESO DE MISCIBILIDAD A MÚLTIPLES CONTACTOS.....	35
1.3.4 COMPORTAMIENTO DE FASES RELACIONADO CON LA MISCIBILIDAD	37
1.3.5 MEDICIÓN Y PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD (MMP) O EL MÍNIMO ENRIQUECIMIENTO DE MISCIBILIDAD (MME)	39
1.3.6 MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE LA MMP O EL MME	39
1.3.7 SLIM-TUBE TEST.....	39
1.3.8 PREDICCIÓN DE LA MMP	43

1.3.9 CORRELACIONES EMPÍRICAS	43
1.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE CON CO ₂	47
2. ELABORACIÓN DEL MODELO COMPOSICIONAL DEL FLUIDO	55
2.1 HERRAMIENTA PARA LA ELABORACIÓN DEL MODELO.....	55
2.2 DESARROLLO DEL MODELO DE FLUIDOS.....	55
2.2.1 INGRESO DEL NÚMERO DE COMPONENTES.....	56
2.2.2 PRUEBAS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA.....	58
2.2.3 REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE COMPONENTES	59
2.2.4 PRUEBAS DE MISCIBILIDAD	59
2.2.5 MISCIBILIDAD DEL CO ₂	60
2.3 DIAGRAMA TERNARIO	60
2.4 PVT COMPOSICIONAL.....	62
3. ELABORACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO	64
3.1 REALIZACIÓN DEL ENMALLADO DEL PILOTO	65
3.2 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL ENMALLADO.....	66
3.3 INGRESO DEL MODELO DE FLUIDO.....	67
3.4 GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD	68
3.5 CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS	69
3.6 VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS INICIALES	71
3.7 AJUSTE DEL MODELO INICIAL	73
3.7.1 CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN MEDIANTE UN ANILLO DE CONFINAMIENTO.....	73
3.7.2 MODIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN EL ANILLO DE CONFINAMIENTO.....	73

3.7.3 MODIFICACIÓN DE LA POROSIDAD EN EL ANILLO DE CONFINAMIENTO.....	74
3.7.4 RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ANILLO DE CONFINAMIENTO.....	76
3.7.5 CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN MEDIANTE MODIFICADOR DE VOLUMEN	77
3.8 IMPLEMENTACIÓN DEL RECOBORO SECUNDARIO	79
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE CO ₂ ...	84
4.1 METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	84
4.1.1 SELECCIÓN DEL CASO BASE.....	85
4.1.2 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS A SENSIBILIZAR	85
4.1.3 SELECCIÓN DE LAS FUNCIONES OBJETIVO.....	85
4.1.4 DETERMINACIÓN DE LOS VALORES CRÍTICOS DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES	86
4.1.5 ANÁLISIS DE LA INCIDENCIA DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES SOBRE LOS RESULTADOS DE LAS FUNCIONES OBJETIVO.....	86
4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL A LA PRESIÓN DE INYECCIÓN.....	86
4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL A LA TASA DE INYECCIÓN	90
4.3.1 DISCUSIÓN DE RESULTADOS - SENSIBILIDAD A LA TASA DE INYECCIÓN	92
4.3.2 BALANCE DE MASA PARA EL VOLUMEN DE CO ₂ INYECTADO.....	93
4.4 RESULTADOS DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE CO ₂ MISCIBLE	95
4.4.1 RELACIÓN GAS INYECTADO VS PRODUCCIÓN DE ACEITE INCREMENTAL	95

4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO CON CMOST.....	98
4.5.1 SELECCIÓN DEL CASO BASE CON CMOST.....	98
4.5.2 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS A SENSIBILIZAR EN CMOST....	99
4.5.3 SELECCIÓN DE LAS FUNCIONES OBJETIVO EN CMOST.....	99
4.5.4 DEFINICIÓN DE LOS VALORES CRÍTICOS EN CMOST.....	99
4.5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD ASISTIDA CON CMOST.....	100
4.5.5.1 PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO.....	100
4.5.5.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE.....	101
4.5.5.3 TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE.....	102
4.5.5.4 FACTOR DE RECOBRO.....	103
CONCLUSIONES.....	105
RECOMENDACIONES.....	107
BIBLIOGRAFÍA.....	108
ANEXOS.....	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Línea de tiempo que muestra el número de proyectos donde se implementó el CO ₂ miscible como método EOR.....	30
Tabla 2. Características de yacimiento para el campo SACROC en Texas.	32
Tabla 3. Parámetros óptimos de yacimiento para desplazamiento miscible con CO ₂	49
Tabla 4. Propiedades de yacimiento para desplazamiento miscible con CO ₂ . .	50
Tabla 5. Comparación de las propiedades de yacimiento para el desplazamiento miscible con CO ₂ propuestas.....	53
Tabla 6. Propiedades de yacimiento para el diseño de un proyecto de desplazamiento miscible con CO ₂	54
Tabla 7. Composición sugerida de solvente para la elaboración del modelo en WINPROP.....	56
Tabla 8. Composición del fluido de yacimiento.....	57
Tabla 9. Propiedades del C7 +.....	58
Tabla 10. Resultados - Prueba de liberación a composición constante (CCE).	58
Tabla 11. Resultados - Prueba de liberación diferencial.....	59
Tabla 12. Resultados - Prueba del separador.....	59
Tabla 13. Resultados - Prueba de hinchamiento.	60
Tabla 14. Propiedades iniciales del piloto de simulación.	66
Tabla 15. Distribución de los pseudo-componentes del fluido en el modelo conceptual de GEM.	67
Tabla 16. Parámetros operacionales para la inyección de agua.....	81

Tabla 17. Parámetros de inyección propuestos para el proceso de recuperación con CO ₂	92
Tabla 18. Resultados de los métodos de producción utilizados en el piloto.	98
Tabla 19. Valor máximo y mínimo de las variables independientes en CMOST.	99
Tabla 20. Datos de la prueba de Liberación diferencial.	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. BPD producidos mundialmente debido a la inyección de CO ₂ a través del tiempo.	31
Figura 2. Producción de aceite debido a diferentes mecanismos a lo largo del tiempo para el campo SACROC.	33
Figura 3. Diagrama Presión – Temperatura.....	37
Figura 4. Diagrama Presión – Composición.	38
Figura 5. Diagrama Ternario.....	38
Figura 6. Resultados de una prueba de Slim - Tube.....	41
Figura 7. Aparato Slim – Tube para medir la presión de miscibilidad.	42
Figura 8. Correlación Holm & Josendal.	44
Figura 9. Correlación Yellig & Metcalfe.....	45
Figura 10. Distribución de las propiedades de yacimiento para CO ₂ miscible. .	51
Figura 11. Distribución de los pseudo-componentes tras elaboración del modelo de fluido.	61
Figura 12. Diagrama ternario generado por WINPROP para los fluidos de trabajo.....	61
Figura 13. Diagrama ternario modificado para los fluidos de trabajo.	62
Figura 14. Distribución de los pozos en un piloto de inyección en el campo SACROC.	65
Figura 15. Enmallado del piloto de simulación en vista 3D.....	67
Figura 16. Curva de permeabilidad relativa Agua – Aceite.....	68
Figura 17. Curva de permeabilidad relativa Gas – Líquido.....	69

Figura 18. Arreglo de pozos dentro del piloto de simulación.	70
Figura 19. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento en la corrida inicial.	71
Figura 20. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en la corrida inicial.	72
Figura 21. Anillo de confinamiento con la permeabilidad en l modificada.	74
Figura 22. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento variando la porosidad del anillo de confinamiento.	75
Figura 23. Factor de recobro del piloto variando la porosidad del anillo de confinamiento.	75
Figura 24. Anillo de confinamiento con la porosidad modificada	76
Figura 25. Comparación de resultados tras la implementación del anillo de confinamiento.	77
Figura 26. Valor y distribución del modificador de volumen en el piloto.	78
Figura 27. Comparación de resultados tras la implementación del modificador de volumen.	79
Figura 28. Resultado de la tasa de producción de aceite para la recuperación primaria.	80
Figura 29. Resultado del factor de recobro para la recuperación primaria.	81
Figura 30. Resultado de la tasa de producción de aceite tras la inyección de agua.	82
Figura 31. Resultado del factor de recobro tras la inyección de agua.	82
Figura 32. Resultados para la tasa de producción de aceite, presión promedio del yacimiento y factor de recobro tras la inyección de agua.	83
Figura 33. Presión promedio del yacimiento variando la presión de inyección del gas.	87

Figura 34. Tasa de producción de aceite variando la presión de inyección del gas.....	88
Figura 35. Factor de recobro variando la presión de inyección del gas.	89
Figura 36. Presión promedio del yacimiento variando la tasa de inyección del gas.	90
Figura 37. Tasa de producción de aceite variando la tasa de inyección del gas.	91
Figura 38. Factor de recobro variando la tasa de inyección del gas.	91
Figura 39. Producción acumulada de aceite para las diferentes técnicas utilizadas.....	96
Figura 40. Factor de recobro final para los diferentes métodos de producción.	96
Figura 41. Evolución de la producción de aceite con el paso del tiempo.....	97
Figura 42. Diagramas tornado sobre la incidencia en la presión promedio del yacimiento.....	100
Figura 43. Diagramas tornado sobre la incidencia en la producción acumulada de aceite.	101
Figura 44. Diagramas tornado sobre la incidencia en la tasa de producción de aceite.	102
Figura 45. Diagramas tornado sobre la incidencia en el factor de recobro.	103
Figura 46. Ventana principal Launcher - CMG.....	112
Figura 47. Titles/Ventana principal Herramienta WINPROP.....	113
Figura 48. Component Sel/Ventana principal Launcher - CMG.....	113
Figura 49. Component definition, Herramienta WINPROP.	114
Figura 50. Hydrocarbon component definition, Herramienta WINPROP.....	114
Figura 51. Composition, Herramienta WINPROP	115

Figura 52. Prueba de presión de saturación, WINPROP	116
Figura 53. Prueba de liberación a composición constante, Herramienta WINPROP.....	117
Figura 54. Prueba de Liberación diferencial, Herramienta WINPROP.....	118
Figura 55. Prueba de hinchamiento, Herramienta WINPROP	119
Figura 56. Parámetros de regresión, Herramienta WINPROP	120
Figura 57. Parámetros de regresión, viscosidad, Herramienta WINPROP	121
Figura 58. End regresión, CMG, Herramienta WINPROP	121
Figura 59. Parámetros de regresión, tope de las variables, Herramienta WINPROP.....	122
Figura 60. Actualización de componentes, Herramienta WINPROP.....	123
Figura 61. Reducción de componentes, Herramienta WINPROP	124
Figura 62. Reducción de los componentes a pseudo-componentes, Herramienta WINPROP	124
Figura 63. Miscibilidad a múltiples contactos, Herramienta WINPROP	126
Figura 64. Distribución de los pseudo-componentes en subgrupos, Herramienta WINPROP.....	127
Figura 65. Creación del modelo GEM EOS, Herramienta WINPROP.....	128
Figura 66. Creación del PVT Data, Herramienta WINPROP	129
Figura 67. Opciones PVT Data, Herramienta WINPROP	130

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. ELABORACIÓN DE UN MODELO DE FLUIDO CON LA HERRAMIENTA WINPROP DE CMG	112
--	-----

RESUMEN

TÍTULO: “EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE CO₂ MISCIBLE MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA”.*

AUTORES: LUIS CARLOS MONSALVE PARRA
ALVARO ENRIQUE AYALA MADRIGAL**

Palabras claves: Inyección continua de CO₂, miscibilidad, simulación numérica, análisis de sensibilidad, parámetros operacionales y de yacimiento.

La inyección de CO₂ es una técnica que se ha utilizado desde el año 1960 pero ha tomado particular importancia en la actualidad haciendo parte fundamental de los procesos de inyección de gases, los cuales para el año 2012 representaban el 40% de los proyectos de recobro mejorado aplicados a nivel mundial, como se demuestra en los Estados Unidos donde de 200 nuevos proyectos EOR implementados, 120 corresponden a la inyección de este gas.

La factibilidad en la inyección del dióxido de carbono como proceso de recobro mejorado se debe principalmente a que es un gas abundante que se puede obtener tanto de fuentes naturales como de residuos de procesos industriales y que además tiene la capacidad de desarrollar una miscibilidad con los fluidos del yacimiento mejorando la efectividad del barrido a presiones inferiores a las requeridas con otros gases.

La evaluación técnica del proceso se realiza mediante simulación numérica con la cual se crea un modelo de fluidos que se adapta a las características y condiciones de miscibilidad obtenidas en pruebas de laboratorio y del mismo modo, se elabora un modelo de yacimiento teniendo en cuenta el criterio de selección investigado para la técnica.

Para la simulación del caso en estudio se plantea un esquema de producción utilizando un patrón de 5 puntos en el cual se recrea inicialmente la producción primaria del piloto y tras esto, un proceso de inyección de agua como método de recobro secundario. Una vez se hayan alcanzado las condiciones adecuadas, se procede a la implementación de la inyección continua del CO₂.

Finalmente, se observan los resultados obtenidos con la simulación y junto con la realización de un análisis de sensibilidad, se determina la influencia de los parámetros operacionales y de yacimiento tenidos en cuenta sobre el desempeño general del proceso de inyección.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico - Químicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Co-director: Ing. César Augusto Pineda Gómez

ABSTRACT

TÍTULO: “TECHNICAL EVALUATION OF A CONTINUOUS CO₂ INJECTION PROCESS USING NUMERICAL SIMULATION”.*

AUTHORS: LUIS CARLOS MONSALVE PARRA
ALVARO ENRIQUE AYALA MADRIGAL**

KEYWORDS: Continuous CO₂ injection, miscibility, numerical simulation, sensitivity analysis, operational and reservoir parameters.

Carbon dioxide injection is a technique used since 1960's but nowadays it has taken a special importance as a fundamental part of the gases injection processes which in 2012 represented the 40% of the enhanced recovery methods applied worldwide. Only in the United States, 120 of the 200 new EOR implemented projects are related with the injection of this gas.

The feasibility of the CO₂ injection as an enhanced oil recovery process is due principally to the abundance of the gas that can be obtained from natural sources and also as an industrial processes residue. Furthermore, the gas has the capacity to develop miscibility with the reservoir fluids, improving the oil sweep efficiency at lower pressures compared with other injection gases.

The technical evaluation of the process is made by using numerical simulation, creating a fluids model that represents the characteristics and miscibility conditions of the fluids determined by laboratory tests and also developing a reservoir model based on the screening criteria investigated for this technique.

A production scheme is proposed using a 5 spot pattern that initially simulates the primary production of the reservoir and after that, a water injection process as a secondary recovery method. When the appropriate conditions are achieved, the continuous CO₂ injection is implemented in the model.

In conclusion, the results obtained from the simulation are observed and a sensitivity analysis is performed to determine the influence of the reservoir and operational parameters involved over the general behavior of the injection process.

* Degree Graduate Project - Thesis

** Faculty of Physic – Chemical Engineering, Petroleum Engineering School.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Co-director: Ing. César Augusto Pineda Gómez

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda mundial de hidrocarburos sumada al escaso número de nuevos descubrimientos y el constante avance de la tecnología han despertado en la industria del petróleo un especial interés hacia los proyectos que anteriormente no se consideraban económicamente rentables, debido a su alta complejidad o al bajo precio del barril de aceite, donde la implementación de técnicas de recobro terciario se mostraba muy selectiva incluso en casos en los que no se había logrado obtener el máximo potencial energético ofrecido por los yacimientos a causa del alto costo que la aplicación de estos métodos representa.

Con la utilización de los métodos de recobro mejorado se busca principalmente extraer el contenido de crudo que aún se encuentra atrapado en el yacimiento una vez se ha agotado la energía natural del mismo, a través del uso de una gran variedad de técnicas que permiten modificar las propiedades de los fluidos para facilitar su desplazamiento y posterior producción, como sucede en el caso de la inyección de dióxido de carbono o CO₂.

A pesar de que el CO₂ comenzó a ser usado a partir de la década del sesenta, su implementación ha cobrado especial importancia actualmente gracias a que ofrece una opción de mitigación al impacto ambiental generado por las emisiones de este gas, las cuales contribuyen significativamente al efecto invernadero y al calentamiento global. Además, la técnica permite desarrollar miscibilidad entre el gas inyectado y el fluido presente en el yacimiento, mejorando la efectividad macroscópica y microscópica del barrido a presiones mucho menores que las necesarias en caso de inyección de otros gases, permitiéndole extender su aplicabilidad a yacimientos que presentan bajos gradientes de fractura y de manera más económica.

En el presente trabajo se pretende evaluar la efectividad de un proyecto de inyección continua de CO₂ miscible a través del estudio de los principales

parámetros operacionales y de yacimiento que inciden en el desarrollo de la técnica, creando un modelo conceptual que represente las características de un piloto de yacimiento al cual se le puedan practicar una variedad de pruebas que permitan determinar mediante un análisis de sensibilidad, el grado de afectación que cada uno de estos parámetros presenta sobre el comportamiento general del proceso con ayuda de las herramientas GEM (Generalized Equation of State Model Reservoir Simulator) y CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) de la compañía CMG para lograrlo.

1. INYECCIÓN CONTINUA DE CO₂ MISCIBLE

1.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE CO₂

El propósito de conducir un estudio sobre el desempeño del desplazamiento con CO₂ es principalmente estimar la eficiencia del recobro de aceite y el volumen de este gas que será almacenado o secuestrado en el yacimiento bajo varios escenarios de operación. En comparación con la inyección de agua, el desplazamiento miscible con CO₂, similar a otros métodos con gas miscible, está asociado con una alta eficiencia de desplazamiento microscópica, debido al bajo valor de la tensión interfacial entre el aceite y la fase gaseosa. Cuando la miscibilidad entre los dos fluidos es alcanzada, la tensión interfacial tiende a ser cero, lo que significa que el recobro de aceite puede ser total en un área barrida, mejorando las eficiencias tanto macroscópicas como microscópicas del proceso. Adicionalmente, el yacimiento es presurizado como consecuencia del hinchamiento del aceite y la inyección de gas a alta presión, promoviendo el recobro secundario.

Lo que hace al CO₂ único es su baja presión de miscibilidad, permitiéndole extender su uso a yacimientos de bajas profundidades con aceite de baja gravedad API y bajos gradientes de fractura, en comparación con otros en los que se puede usar desplazamiento con nitrógeno miscible o hidrocarburos miscibles. La inyección de CO₂ se recomienda aplicar a yacimientos donde se presentan bajas permeabilidades y alta heterogeneidad.

Debido a que el gas inyectado no hará contacto con todo el aceite remanente del yacimiento, habrá una posible aparición prematura en los pozos productores. El CO₂ obtenido es usualmente reinyectado (recirculado) de nuevo al yacimiento, reduciendo la cantidad de este gas almacenado en la roca. Generalmente, solo el 25 – 50% del volumen total inyectado es recuperado y el CO₂ producido es reciclado de una a tres veces.

Otra de las ventajas de la implementación del CO₂ como método EOR son los incentivos financieros asociados con la remoción de gases invernadero, los cuales contribuyen a mitigar los costos de desarrollo y gastos de operación.

En el desarrollo y diseño de un proyecto de inyección de CO₂ influyen una gran cantidad de variables dentro de las cuales sobresalen las mencionadas a continuación¹ sin profundizar en cada una de ellas:

- Propiedades del CO₂.
- Volumen de CO₂ requerido para la inyección.
- Fuentes de CO₂.
- Normas vigentes aplicables en el diseño.
- Tiempo de construcción de las facilidades de superficie.

1.1.1 PROPIEDADES DEL CO₂

El CO₂ es un gas incoloro de peso molecular 44.01 [Lbm/mol] y tiene una densidad de 0,1166 [Lb/Pies³] a condiciones estándar (14,7 psi y 60 °F). Su temperatura crítica es 88 [°F] y su presión crítica de 1071 [psi]. Se puede encontrar en estado líquido y sólido².

El CO₂ puro y seco es esencialmente no corrosivo. Sin embargo, en presencia de impurezas como el agua o el H₂S, el gas forma ácido carbónico cuya corrosividad aumenta con la presión parcial de CO₂.

La clave para la eliminación de la corrosión en el sistema de entrega del CO₂ es asegurarse de que no haya agua presente. No obstante, la experiencia de los métodos EOR y las operaciones de disposición de gases ácidos indican que estos problemas tecnológicos han sido superados exitosamente y que el

¹**Richard B. Macon.** *Design and Operation of the Levelland Unit CO₂ Injection Facility, 1979.*

²**Herón Muro.** *Yacimientos de CO₂ en México, Alternativa viable para proyectos de recuperación terciaria. PEMEX, 2011.*

incremento del costo en la prevención de la corrosión parece ser relativamente insignificante.

1.1.2 VOLUMEN DE CO₂ REQUERIDO PARA LA INYECCIÓN

Los procesos de inyección de CO₂ requieren cantidades del orden de los millones de pies cúbicos. La determinación de este volumen tiene en cuenta parámetros de yacimiento como espesor de la formación, saturación de agua y aceite, porosidad, etc. También puede ser obtenido mediante la aplicación de análisis de sensibilidad a los resultados arrojados por las diferentes corridas de simulación, tal como se hace en este proyecto en particular.

1.1.3 COSTO Y PUREZA DEL CO₂

Los costos aproximados del CO₂ corresponden aproximadamente a 2000 U\$ dólares cada millón de pies cúbicos de CO₂ (40 U\$ por tonelada de CO₂). Es de resaltar que el proceso de inyección planeado para el piloto en estudio se realizará con una pureza del CO₂ del 100% garantizando así que la incidencia en los resultados se deba al gas.

1.1.4 FUENTES DE CO₂

Los procesos de inyección de CO₂ se ven frecuentemente limitados debido a la alta cantidad de gas necesaria y las extensas distancias entre el pozo inyector y la fuente de obtención del gas, razón que dificulta la logística en la ejecución de este tipo de proyectos³.

Las principales fuentes de CO₂ 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. Entre otras fuentes de CO₂ también podemos encontrar:

³ *J. Duque. Artículo XIII Congreso de petróleo y gas ACIPET, 2009.*

- 1) Yacimientos naturales.
- 2) Unidades químicas.
- 3) CO₂ industrial.

1.1.5 FUENTE DE CO₂ EN COLOMBIA

El complejo industrial de Barrancabermeja, Santander emite cerca de 125 millones de pies cúbicos por día (6477 toneladas por día) de dióxido de carbono, de los cuales 120 (6218 toneladas por día) millones son productos de los gases de combustión emitidos por calderas y hornos. Los 5 millones (259 toneladas) restantes son emitidos como subproductos o gases residuales, lo que hace que su nivel de pureza técnico sea superior al 90%.

La empresa *PRAIXAR INC* (Casa matriz de líquido carbónico en Colombia) cuenta con una planta de tratamiento de gases residuales ricos en CO₂ provenientes de la refinería de Barrancabermeja. La cercanía de la planta a la zona de influencia petrolera del Magdalena Medio, la convierten en la fuente ideal de abastecimiento de CO₂ para procesos de inyección⁴.

1.2 ANTECEDENTES DE LA INYECCIÓN DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO

1.2.1 INYECCIÓN DE CO₂ EN COLOMBIA

La inyección de CO₂ en Colombia puede considerarse preferiblemente aplicable en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena ya que cuenta con la fuente de gases de combustión más grande del país en el Complejo Industrial de Barrancabermeja.

Se ha usado el dióxido de carbono para la estimulación de pozos en el campo Galán en Barrancabermeja – Santander, donde se aplicaron 9 pilotos de

⁴**Cindy Guerrero & Héctor Zamora.** Evaluación de un proceso de estimulación con CO₂ miscible, utilizando simulación numérica, 2011.

inyección cíclica entre los años 1989 y 1992. En este caso, el objetivo de la técnica se enfocó en el hinchamiento y posterior disminución de la viscosidad del crudo, lo que permitió un aumento en la producción de petróleo según informes de la Empresa Colombiana de Petróleo, ECOPETROL⁵. A pesar de que se generaban buenos resultados económicos con la estimulación, esta se suspendió debido a expectativas en algunos otros proyectos, el bajo precio del petróleo en ese entonces, los largos periodos de cierre y la disponibilidad real de CO₂.

Para el periodo comprendido entre 2007 y 2008, se llevó a cabo un proceso de inyección de CO₂ en el campo Llanito al norte de la ciudad de Barrancabermeja, donde se conocían las propiedades petrofísicas y de los fluidos de yacimiento, las cuales eran similares a las del campo Galán.

En general, la producción de petróleo incremental con la utilización de la inyección de CO₂ como método EOR alcanzó el 57% de la producción total de los pozos intervenidos, pero a pesar de los buenos resultados no se continuó con la práctica debido a factores económicos y al suministro no continuo de CO₂ por parte de la refinería⁶.

1.2.2 INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

La técnica de inyección de CO₂ está comercialmente probada y ha sido aplicada en operaciones de recobro mejorado en más de 76 sitios alrededor del mundo, de los cuales la mayor parte se encuentran en los Estados Unidos y el resto en países como Irán, Turquía y Canadá, entre otros.

El último estudio sobre métodos de recobro mejorado publicado por *The Oil and Gas Journal* en el año 2010, indica un total de 153 proyectos con CO₂ miscible activos mundialmente. Estados Unidos contiene la mayoría (139) de

⁵Cindy Guerrero & Héctor Zamora. Evaluación de un proceso de estimulación con CO₂ miscible, utilizando simulación numérica, 2011.

⁶ACIPET. Lecciones aprendidas del piloto de estimulación cíclica con CO₂ en el campo Llanito de Ecopetrol, 2009.

los mencionados⁷. Además de esto, vale la pena resaltar que el número de proyectos implementados con CO₂ miscible ha crecido establemente en las pasadas tres décadas, como se puede apreciar en la tabla a continuación.

Tabla 1. Línea de tiempo que muestra el número de proyectos donde se implementó el CO₂ miscible como método EOR.

Fechas	Número de Proyectos
1968 – 1980	7
1980 – 1990	52
1990 – 2000	98
2000 – 2009	153

Inicialmente en el año 1968 y hasta 1982, la producción de aceite se mantuvo por debajo de los 37.000 BPD. Durante 1983, la producción aumentó en un 55,8% logrando 93.250 BPD. Tras esto durante la década de 1980s, se alcanzó un incremento estable obteniendo 166.807 BPD. Este esquema de producción corresponde a un total de 51 proyectos con CO₂ miscible, un número que continuó incrementando durante los 1990s hasta el año 95; sin embargo, la producción mejorada solamente creció en un 25,8% llegando a los 209.892 BPD.

⁷*Aladasani & Bai, 2011.*

Del mismo modo, desde el 2000 hasta el 2009, el número de proyectos con CO₂ miscible llegó a 153 y la producción mejoró en un 40,51% hasta lograr 294.924 BPD⁸.

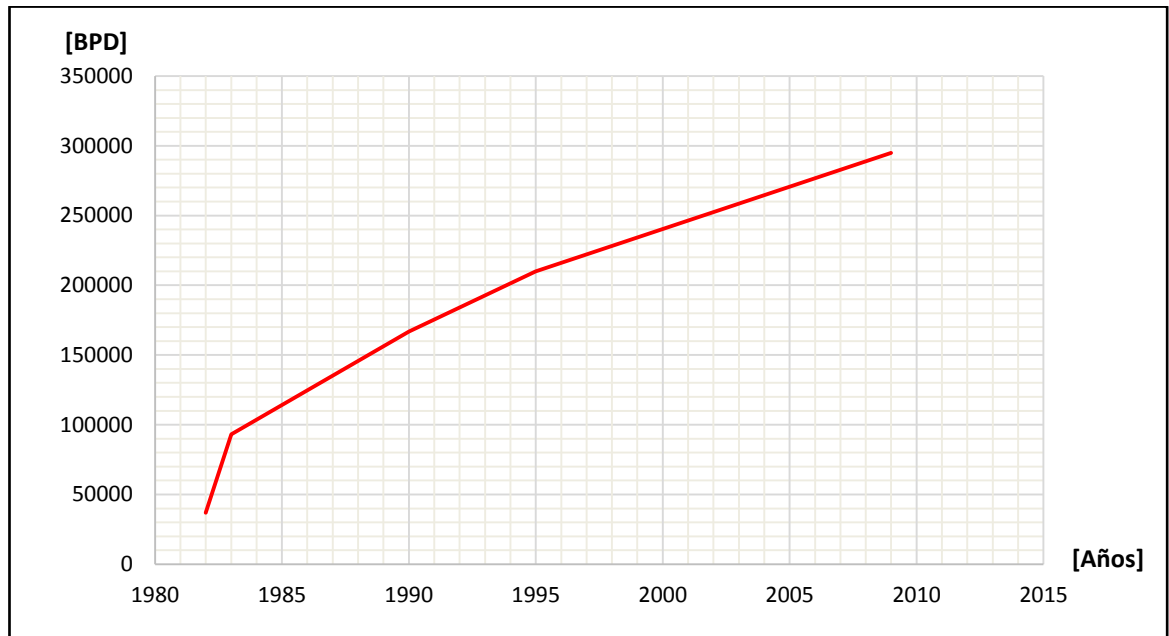


Figura 1. BPD producidos mundialmente debido a la inyección de CO₂ a través del tiempo.

1.2.3 ANTECEDENTE DE ESTUDIO: CAMPO SACROC - TEXAS

Se seleccionó a estudiar este caso en particular debido a su similitud con el proyecto que se desarrolla en el presente libro. De este antecedente se pudo obtener información muy importante que cuenta con el soporte de uno de los proyectos más grandes y ambiciosos del continente en las últimas décadas.

El campo SACROC se encuentra ubicado en el estado de Texas, Estados Unidos y es conocido por ser el séptimo campo más grande de América del Norte teniendo un OOIP estimado de 2.8 billones de barriles de aceite cuando fue descubierto en el año 1948. La producción primaria y un exitoso programa

⁸ *Ahmad Aladasani, Baojun Bai, Nygaard Runar – A Selection Criterion for CO₂-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO₂ Release, 2012.*

de inyección de agua produjeron 1.2 billones de aceite desde los años 1950s hasta 1970s⁹. La implementación del CO₂ fue iniciada en el año 1972 y el campo ha estado bajo desplazamiento con este gas desde entonces. Poco tiempo después, la tasa de producción de aceite llegó a su pico excediendo los 200.000 BOPD. Tras esta producción pico, el campo empezó a decaer y aunque varios proyectos fueron conducidos con el fin de interrumpir el descenso, no se obtuvieron resultados favorables, llegando a una producción que cayó hasta los 8500 BPD. En 1995 comenzó un piloto de desplazamiento con CO₂ utilizando un patrón de inyección de 5 puntos. Este piloto utilizó grandes volúmenes de CO₂ a condiciones miscibles y como resultado, el descenso en la producción de aceite logró ser interrumpido.

El campo fue adquirido por la compañía Kinder Morgan en 2001 y a través de la continuación en el uso del esquema de inyección del CO₂ miscible, fueron capaces de incrementar la producción a 32000 BPD en el 2002 y hasta el año 2006 estaba produciendo cerca de los 28000 BPD¹⁰.

Tabla 2. Características de yacimiento para el campo SACROC en Texas.

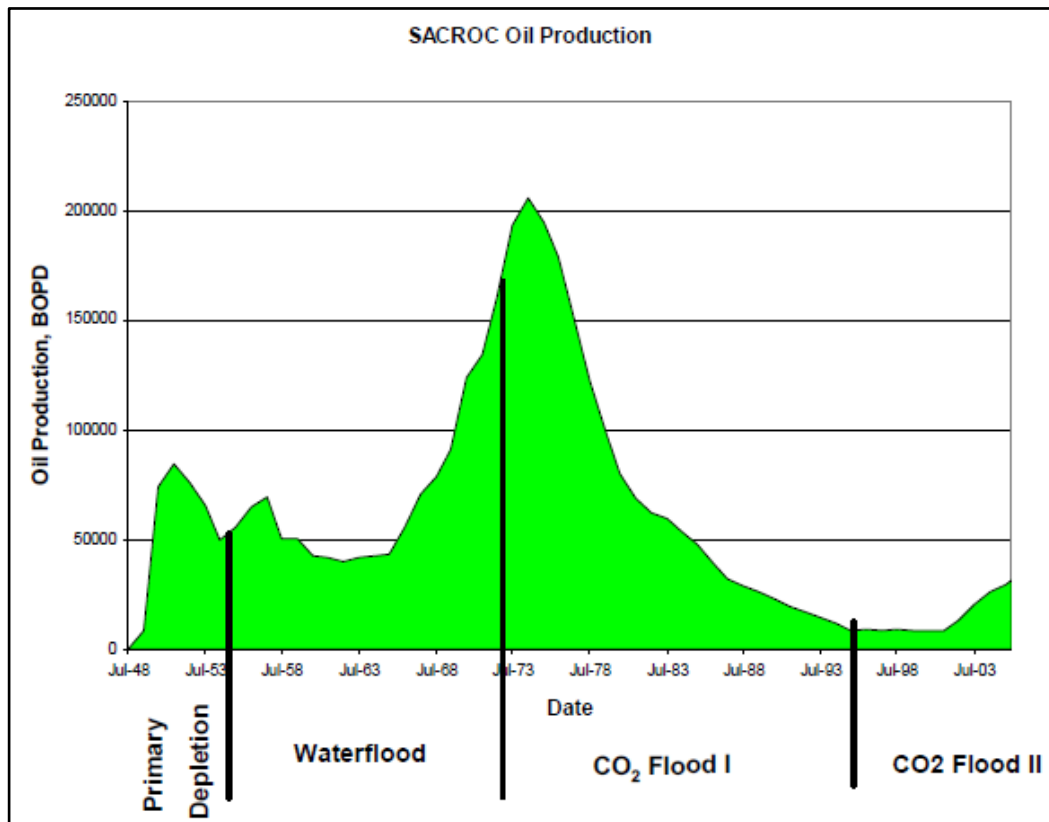
Propiedad	Valor	Unidades
Porosidad Bruta Promedio	7.6	%
Permeabilidad Bruta Promedio	19.4	mD
Profundidad de la Formación	6700 - 7000	pies
Presión Actual	~ 3500	psi
Temperatura Actual	136	°F
Gravedad del Aceite	42	°API

Fuente: Modificado de A. Sanders, R. Jones, M. Linroth & Q. Nguyen. *Implementation of a CO₂ Foam Pilot Study in the SACROC Field: Performance Evaluation, 2012.*

⁹J. Brnak, B. Petrich & M.R. Konopczynski. *Application of Smartwell Technology to the SACROC CO₂ EOR Project: A Case Study, 2006.*

¹⁰A. Sanders, R. Jones, M. Linroth & Q. Nguyen. *Implementation of a CO₂ Foam Pilot Study in the SACROC Field: Performance Evaluation, 2012.*

Figura 2. Producción de aceite debido a diferentes mecanismos a lo largo del tiempo para el campo SACROC.



Fuente: J. Brnak, B. Petrich & M.R. Konopczynski. *Application of Smartwell Technology to the SACROC CO₂ EOR Project: A Case Study, 2006.*

1.3 PROCESOS CON DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

Se definen como los procesos donde la efectividad del desplazamiento depende principalmente de la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y un fluido inyectado desde la superficie. Estos procesos de desplazamiento pueden ser clasificados como miscibles a primer contacto o miscibles a múltiples contactos dependiendo de la manera en la que se desarrolle la miscibilidad.

La miscibilidad a primer contacto involucra la inyección de un fluido de desplazamiento que es miscible con el crudo, formando una única fase al primer contacto cuando es mezclado en todas las proporciones con el aceite.

En la miscibilidad a múltiples contactos, las condiciones miscibles son desarrolladas in situ por medio de alteraciones en las composiciones del fluido inyectado y del crudo, mientras los fluidos se mueven a lo largo del yacimiento.

1.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

En un proceso con desplazamiento inmisible, como lo es el empuje con agua, la eficiencia del desplazamiento microscópico es generalmente mucho menor a la unidad. Parte del crudo contactado por el fluido de desplazamiento se encuentra atrapado a manera de gotas aisladas dependiendo de la mojabilidad de la roca. Cuando esta condición de contacto es alcanzada, la permeabilidad relativa para el aceite es reducida prácticamente a cero y la continua inyección del fluido de desplazamiento es inefectiva ya que simplemente fluirá alrededor del aceite atrapado. El crudo no se mueve con la corriente de flujo debido a las fuerzas capilares entre los fluidos, las cuales previenen la deformación del aceite y el paso a través de constricciones en los canales de poro.

Esta limitación en el recobro de aceite puede ser superada mediante la aplicación de un proceso con desplazamiento miscible en el cual el fluido de desplazamiento va a ser miscible con el fluido desplazado a las condiciones existentes en la interfase de los dos fluidos, eliminando la tensión interfacial (TIF). Si los dos fluidos no se mezclan en todas las proporciones para formar una única fase, el proceso es llamado inmisible.

Varios líquidos y gases son útiles como agentes de desplazamiento miscible para procesos a primer contacto (FCM) y a múltiples contactos (MCM). Entre estos encontramos hidrocarburos de bajo peso molecular, mezclas de hidrocarburos (gases licuados del petróleo), nitrógeno, dióxido de carbono o mezclas de estos fluidos. Su aplicación particular depende de la presión y la temperatura del yacimiento al igual que de las composiciones del crudo y el fluido de inyección. El desarrollo de la miscibilidad resulta del comportamiento de fases del sistema, el cual depende de los factores citados anteriormente.

1.3.2 PROCESO DE MISCIBILIDAD A PRIMER CONTACTO

Este proceso consiste normalmente en la inyección de un primer bache de tamaño relativamente pequeño que es miscible con el crudo, seguido por la inyección de un segundo bache más grande y menos costoso, teniendo en cuenta que el volumen total de CO₂ inyectado debe ser equivalente o mayor al 35% del volumen poroso de la formación. Las consideraciones económicas son importantes para determinar el tamaño y composición de los baches. Idealmente, el segundo bache debería ser miscible con el primero, por lo cual se debe considerar el comportamiento de fases en los bordes, tanto al inicio como al final del primer bache. Si las diferentes composiciones de los baches no son miscibles, la saturación residual del material del primer bache quedará atrapada en el proceso de desplazamiento disminuyendo su efectividad.

1.3.3 PROCESO DE MISCIBILIDAD A MÚLTIPLES CONTACTOS

Es un proceso en el cual la condición de miscibilidad es generada en el yacimiento a través de cambios en la composición del aceite y del fluido inyectado como resultado de múltiples contactos y una transferencia de masa entre ellos. Los procesos a múltiples contactos son clasificados como desplazamientos por vaporización, por condensación, por vaporización/condensación y desplazamiento con CO₂.

En el proceso de **vaporización**, el fluido inyectado es generalmente un gas pobre que contiene mayoritariamente metano y otros hidrocarburos de bajo peso molecular (o a veces gases inertes, como el nitrógeno). La composición del gas inyectado es modificada a medida de que se mueve a través del yacimiento, lo que le permite volverse miscible con el aceite original. El fluido inyectado es enriquecido en composición por medio de múltiples contactos con el aceite, de manera que los componentes intermedios del crudo son vaporizados dentro del gas inyectado. Bajo ciertas condiciones este enriquecimiento puede ser tal que el fluido inyectado de composición modificada se volverá miscible con el aceite en algún sector del yacimiento.

Desde ese lugar, bajo condiciones idealizadas, ocurrirá un desplazamiento miscible.

En el proceso de **condensación**, el fluido inyectado generalmente contiene mayores cantidades de hidrocarburos de peso molecular intermedio, siendo más costoso. En este caso, el aceite del yacimiento que se encuentra cerca del pozo inyector, es enriquecido en composición por medio del contacto con el fluido inyectado. Los componentes hidrocarburos de este fluido son condensados dentro del aceite y por esto es llamado proceso de condensación. Bajo ciertas condiciones, el aceite estará lo suficientemente modificado en composición para volverse miscible con fluido inyectado adicional y se producirá un proceso miscible. El proceso con gas enriquecido puede ser operado típicamente a presiones más bajas que el proceso de vaporización.

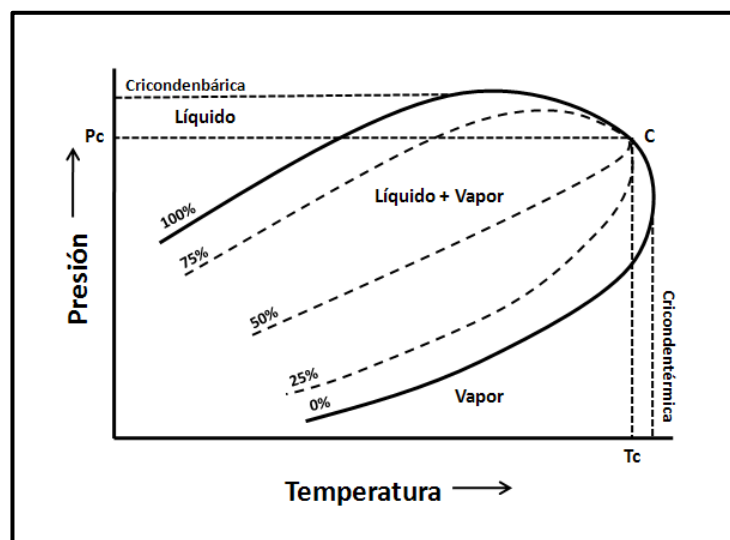
El proceso **vaporización/condensación** es reconocido como un proceso en el que se combinan los mecanismos de vaporización y condensación, como lo dice su nombre. Los componentes livianos – intermedios (C_2 a C_4) del gas inyectado, se condensan dentro del aceite del yacimiento como se describió anteriormente. Sin embargo, los componentes medianos – intermedios (C_{4+}) son vaporizados del aceite hacia la fase de gas, lo cual previene el desarrollo de la miscibilidad entre el gas recién inyectado y el aceite enriquecido en el punto de entrada del proceso de inyección (el aceite se vuelve más pesado). A medida de que la inyección continúa, la condensación de los componentes livianos – intermedios contenidos en el gas inyectado dentro del primer aceite contactado disminuye debido a que este aceite se convierte en saturado. Pero, la vaporización de los componentes medianos – intermedios continúa, con el resultado de que el gas inyectado es ligeramente enriquecido (como en el proceso de vaporización). A medida de que este proceso de condensación/vaporización se va dando, el gas se enriquece en otro grado ya que contacta más aceite. El enriquecimiento ocurre para el punto en el que el gas se vuelve miscible con el aceite original y produce un desplazamiento eficiente incluso cuando la miscibilidad no se desarrolla completamente (las dos fases nunca son miscibles en todas las proporciones).

El CO_2 no es miscible al primer contacto con la mayoría de los crudos a presiones y temperaturas normales de yacimiento. Sin embargo, el desarrollo in situ de la miscibilidad ocurrirá bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición. En general, el comportamiento del proceso es análogo al proceso de vaporización. Sin embargo, el comportamiento de fases es más complejo y se formarán dos fases líquidas o dos fases líquidas y una fase de vapor bajo algunas condiciones.

1.3.4 COMPORTAMIENTO DE FASES RELACIONADO CON LA MISCIBILIDAD

Existen varios métodos para representar el comportamiento de las fases vapor/líquido en sistemas multicomponentes. En este caso particular, los métodos incluyen el uso de diagramas presión/temperatura, presión/composición y ternarios. Estos diagramas proveen una forma conveniente de presentar los límites de las regiones de una y múltiples fases típicamente determinados a partir de datos experimentales o de cálculos con ecuaciones, lo cual permite estudiar las diferentes variables que afectan el desarrollo de los procesos con desplazamiento miscible.

Figura 3. Diagrama Presión – Temperatura.



Fuente: Modificado de DON W. Green, G. Paul Willhite. *Enhanced Oil Recovery*, 1998. Capítulo 6.

Figura 4. Diagrama Presión – Composición.

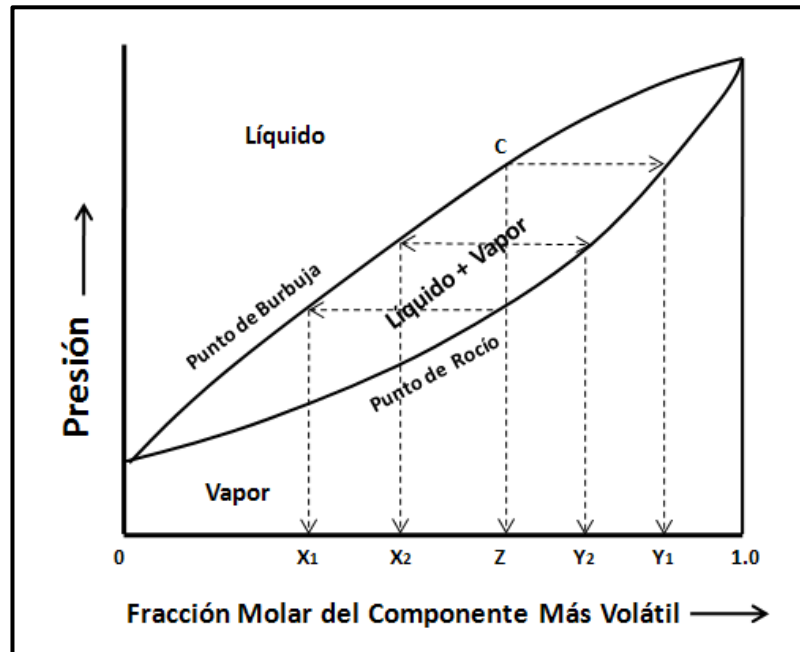
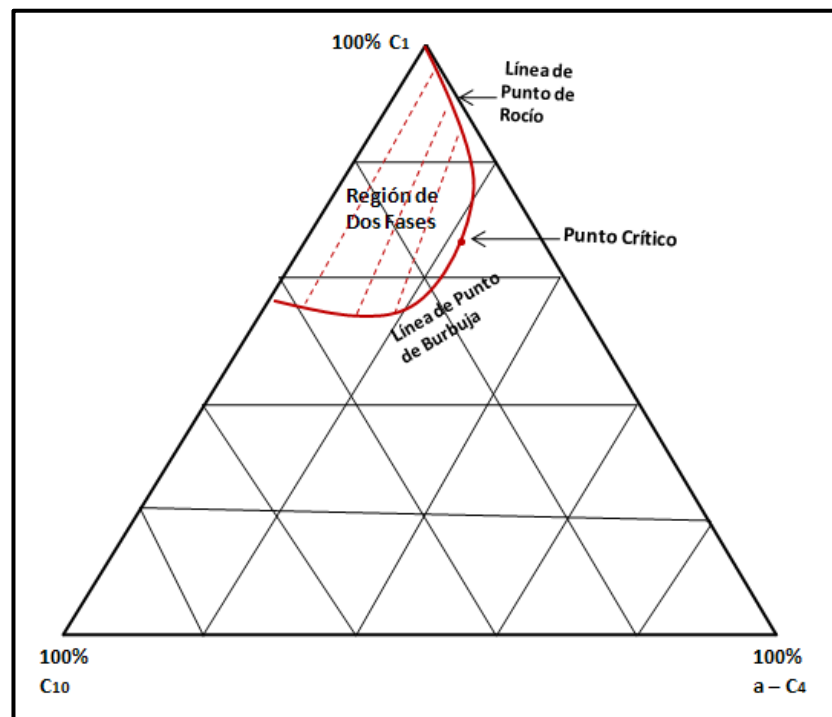


Figura 5. Diagrama Ternario.



Fuente: Modificado de DON W. Green, G. Paul Willhite. *Enhanced Oil Recovery*, 1998. Capítulo 6.

1.3.5 MEDICIÓN Y PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD (MMP) O EL MÍNIMO ENRIQUECIMIENTO DE MISCIBILIDAD (MME)

Una consideración importante al momento de diseñar un proceso con desplazamiento miscible es la determinación de las condiciones a las cuales la miscibilidad dinámica será alcanzada para las características del yacimiento y sus fluidos. La temperatura del proceso es fijada por las condiciones del yacimiento, pero la presión puede ser controlada dentro de ciertos límites. Del mismo modo, la composición del gas inyectado puede ser ajustada. Así, el problema radica principalmente en determinar la presión mínima o el mínimo enriquecimiento del gas al cual la miscibilidad será alcanzada en un proceso a múltiples contactos para una temperatura específica y una composición del fluido del yacimiento.

1.3.6 MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE LA MMP O EL MME

La presión de miscibilidad puede ser medida por medio de la realización de una prueba de desplazamiento bajo condiciones idealizadas. La prueba del Slim-Tube o tubo delgado, se ha convertido en un procedimiento generalmente aceptado, aunque las condiciones e interpretaciones precisas no han sido estandarizadas por la industria del petróleo.

Otro método, usa un aparato de burbuja ascendente, el cual ha mostrado producir resultados comparables y toma menos tiempo que la prueba con el Slim-Tube. Esta prueba es más compleja y su funcionamiento no será tratado en el desarrollo de este proyecto.

1.3.7 SLIM-TUBE TEST

El Slim-Tube consiste en tubo de acero inoxidable de alrededor de 5/16 de pulgada de diámetro interno y unos 40 pies de longitud. El tubo es llenado uniformemente con arena fina o granos de vidrio del orden de los 100 mesh. El

radio del tamaño de la partícula con respecto al diámetro del tubo es lo suficientemente pequeño como para despreciar el efecto de la pared. El tubo es enrollado de tal manera que el flujo es básicamente horizontal y los efectos de la gravedad son insignificantes. Se provee un sistema de bombeo que empuja los fluidos a través del medio poroso con el que se llena el dispositivo y la presión es controlada con un regulador de contrapresión. El tubo enrollado y cierto equipo auxiliar son ubicados dentro de un baño de temperatura constante, usualmente se usa un baño de aire. Al final del tubo, se prevé un sistema de medición y recolección de fluido.

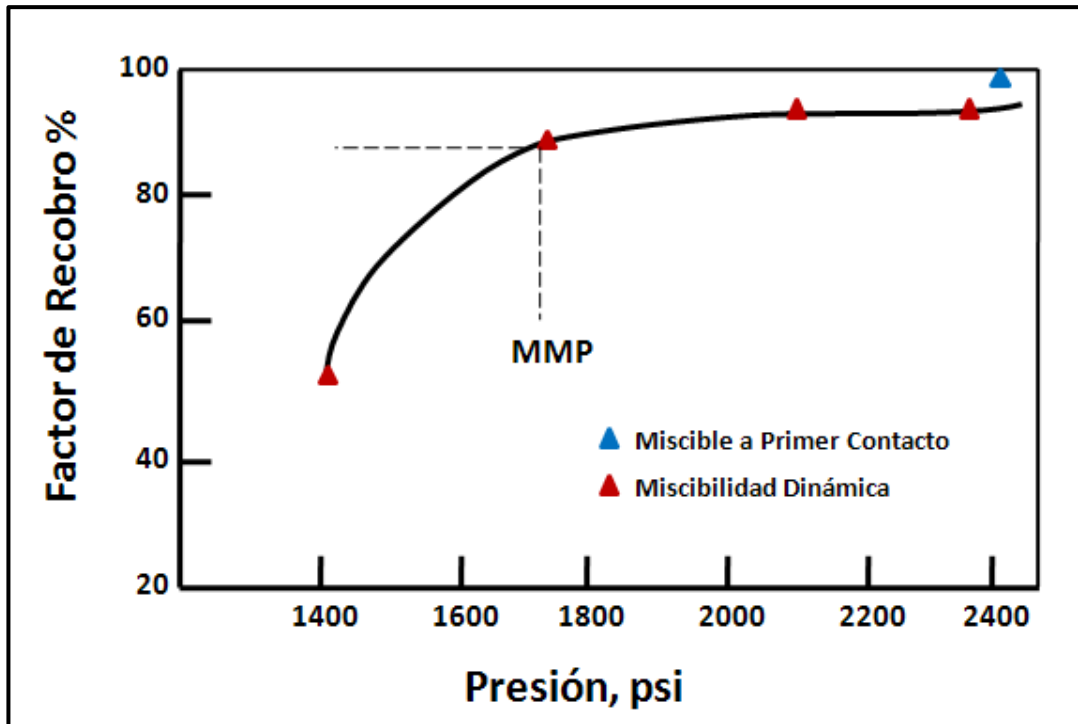
Este equipo puede variar entre un simple cilindro graduado y un medidor de mojado hasta un sistema más complejo involucrando cromatógrafos de gas. Una pequeña celda visual también es incluida al final del tubo para que el fluido producto pueda ser observado.

Para realizar la prueba, el medio poroso en el tubo es llenado con el hidrocarburo a desplazar. Este es típicamente una muestra del aceite del yacimiento que será considerado para el desplazamiento miscible. El sistema es llevado a la temperatura de la prueba y el regulador de contrapresión es fijado a una presión deseada de desplazamiento. Luego el fluido de desplazamiento es inyectado a una tasa constante. Usualmente se emplea una tasa lineal de avance considerablemente alta para completar el experimento en una cantidad de tiempo razonable. La caída de presión a través del sistema es generalmente una fracción pequeña de la presión absoluta promedio en el tubo. El recobro de hidrocarburo al momento de aparición del fluido de desplazamiento al final del tubo, el recobro al tiempo de inyección de un número específico de volúmenes porosos y/o el recobro de hidrocarburo final son registrados.

El experimento completo es repetido varias veces a diferentes presiones pero con todos los otros parámetros constantes. El recobro es graficado como una función de la presión de desplazamiento. La MMP es asumida típicamente como la presión a la cual se presenta un quiebre en la curva o la presión por

encima de la cual ocurre un recobro adicional muy pequeño. No hay un método universalmente aceptado para definir la MMP en las pruebas de Slim-Tube.

Figura 6. Resultados de una prueba de Slim - Tube.



Fuente: Modificado de DON W. Green, G. Paul Willhite. *Enhanced Oil Recovery*, 1998. Capítulo 6.

La prueba de Slim-Tube es apropiada para procesos de desplazamiento por condensación/vaporización, a pesar de que se piensa que la miscibilidad nunca se es alcanzada completamente. La eficiencia en el proceso es alta y el desempeño del recobro generalmente se comporta de la manera de procesos de vaporización o condensación.

Durante la prueba se asume que los fluidos se encuentran en equilibrio termodinámico en todos los puntos del medio poroso. La relación longitud/diámetro del tubo delgado es fijada para que no idealidades tales como el fingering causado por heterogeneidades del medio poroso, relaciones de viscosidad desfavorables o efectos de la gravedad sean despreciables.

La eficiencia del desplazamiento se toma como resultado del comportamiento termodinámico de fases del sistema y no como función de las características particulares de la roca del yacimiento. El recobro de un proceso miscible a múltiples contactos realizado en el Slim-Tube típicamente es menor al presentado en un proceso miscible a primer contacto.

Los experimentos con el Slim-Tube no presentan complejidad en su realización, sin embargo requieren de un tiempo importante, y típicamente se han usado para el diseño de procesos miscibles o para screening de yacimientos candidatos a este tipo de procesos. La suposición de efectos no ideales como el fingering o la segregación gravitacional no siempre es válida; por esto se recomienda que las condiciones del Slim-Tube sean revisadas mediante el uso de un desplazamiento miscible a primer contacto a manera de control.

Figura 7. Aparato Slim – Tube para medir la presión de miscibilidad.



Fuente: [www.vinci-technologies.com/SlimTube test/](http://www.vinci-technologies.com/SlimTube%20test/)

1.3.8 PREDICCIÓN DE LA MMP

La MMP es comúnmente predicha utilizando dos métodos diferentes. El primero es a través de la utilización de correlaciones empíricas basadas en resultados experimentales, y el segundo usa cálculos de comportamiento de fases basados en EOS y modelamientos de computador.

En cuanto a las correlaciones empíricas, el método es relativamente sencillo de aplicar. Un valor predicho puede estar significativamente en error, especialmente si la correlación es aplicada a condiciones muy diferentes de las condiciones experimentales en las cuales fue basada. Estas correlaciones empíricas son usadas para obtener estimados iniciales o como una herramienta de screening.

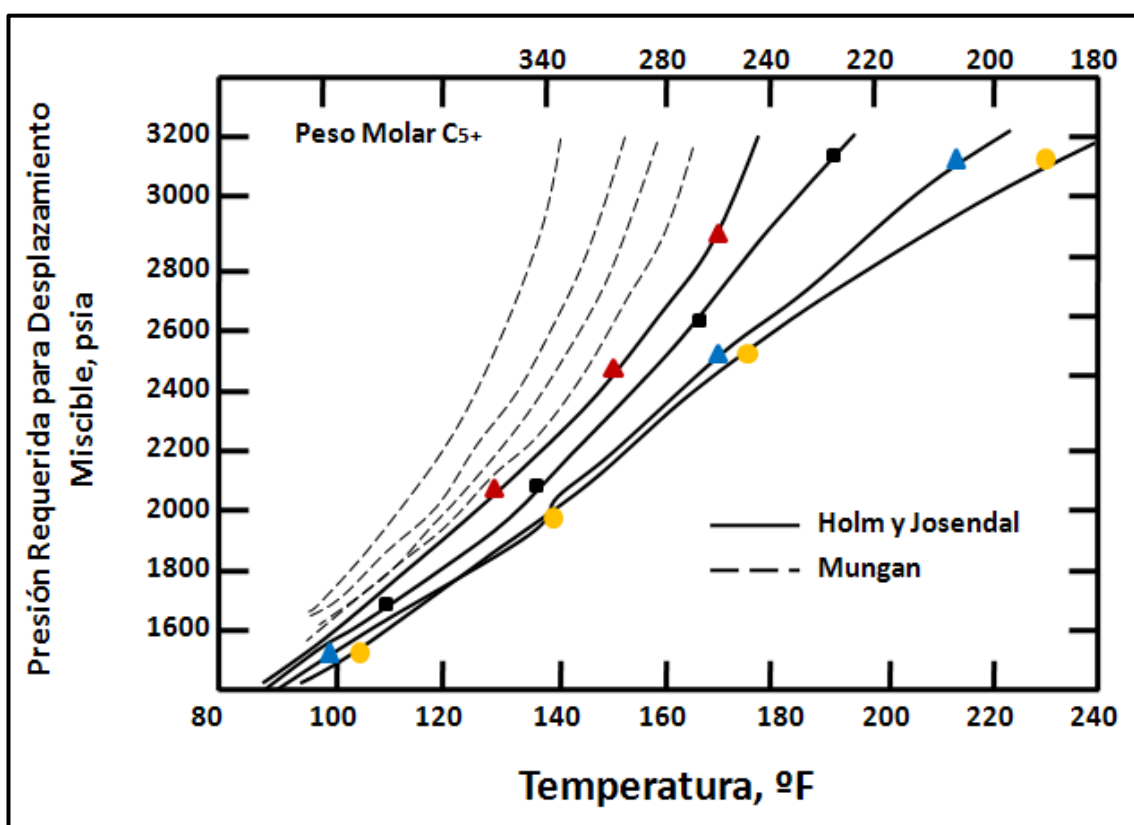
El segundo método involucra la aplicación de EOS y puede ser usado para obtener resultados más confiables. Sin embargo, este enfoque requiere de la disponibilidad de una cantidad significativa de datos de la composición del fluido del yacimiento. Esos datos muchas veces no están disponibles, aunque se pueden obtener de análisis de laboratorio que de alguna manera pueden resultar tediosos. Aparte de esto, los cálculos son complejos e involucran la aplicación de algoritmos de solución y el uso de computadores. Dichos algoritmos no están disponibles universalmente en la industria por lo cual no se profundizará en este método durante el desarrollo del proyecto. En general, la base experimental para los cálculos de la MMP es típicamente la presión de miscibilidad medida en pruebas de desplazamientos usando el Slim-Tube.

1.3.9 CORRELACIONES EMPÍRICAS

Existe una variedad de correlaciones empíricas para predecir la MMP en procesos de desplazamiento miscible con CO₂. Todas las correlaciones presentadas son basadas en datos experimentales de pruebas de Slim-Tube. Las condiciones experimentales y la definición de la MMP no son exactamente las mismas para todos los casos.

Caso 1: *Holm y Josendal* desarrollaron una correlación que es una extensión de la propuesta por *Benham et al.* La correlación da la MMP como función de la temperatura y el peso molecular de la fracción C5+ del aceite. *Mungan* extendió la correlación de *Holm y Josendal* para abarcar pesos moleculares adicionales de la fracción C5+ del aceite del yacimiento. *Holm y Josendal* más tarde mostraron que el desarrollo de la miscibilidad con el CO₂ estaba relacionado con la densidad del CO₂. Ellos correlacionaron la densidad del CO₂ en el valor de la MMP con el contenido de C5 hasta C30 del aceite del yacimiento. La correlación de *Holm y Josendal* es aplicable para un fluido de desplazamiento que sea CO₂ puro.

Figura 8. Correlación *Holm & Josendal*.

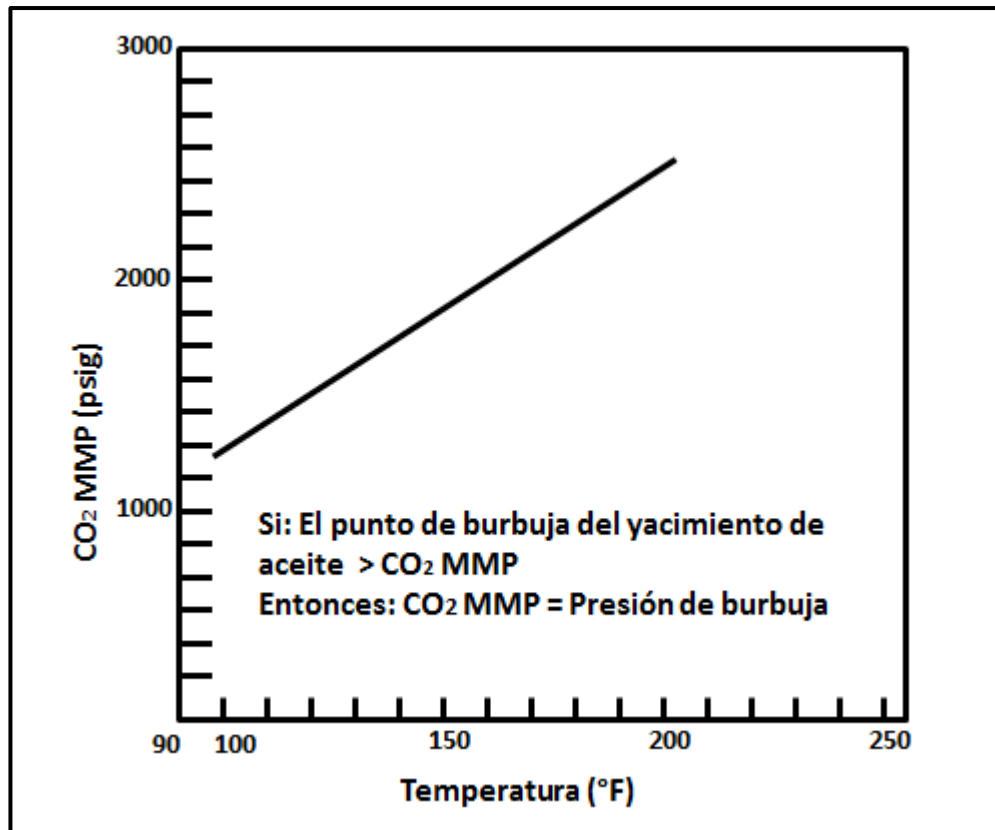


Fuente: Modificado de DON W. Green, G. Paul Willhite. *Enhanced Oil Recovery*, 1998. Capítulo 6.

Caso 2: *Yellig y Metcalfe* desarrollaron incluso una correlación más simple. La MMP es correlacionada como una curva sencilla función de la temperatura. Sin embargo, si la presión del punto burbuja del aceite es mayor que la MMP dada por la curva, entonces la presión del punto de burbuja será tomada como la MMP.

Esto cuenta para la posible formación de dos fases cuando la presión está por debajo del punto de burbuja del aceite del yacimiento. La correlación de *Yellig y Metcalfe* es aplicable para CO₂ puro como fase de desplazamiento.

Figura 9. Correlación Yellig & Metcalfe.



Fuente: Modificado de DON W. Green, G. Paul Willhite. *Enhanced Oil Recovery*, 1998, Capítulo 6.

Caso 3: *Johnson & Pollin y Alston et al.* Desarrollaron correlaciones que tienen en cuenta impurezas en el CO₂. Las correlaciones de *Alston et al.* aplican para corrientes de CO₂ puro y también con impurezas. Para CO₂ puro la MMP es dada por:

$$P_{CO_2} = 8.78 * 10^{-4} (T)^{1.06} (M_{wC_5^+})^{1.78} \left[\frac{X_{vol}}{X_{int}} \right]^{0.136}$$

P_{CO_2} = MMP para la inyección de CO₂ puro.

T = Temperatura del yacimiento.

$M_{wC_5^+}$ = Peso molecular de la fracción C₅⁺ del aceite.

X_{vol} = Fracción molar de los componentes volátiles del aceite (C₁ + N₂).

X_{int} = Fracción molar de los componentes intermedios del aceite (C₂ a C₄ + CO₂ + H₂S).

Cuando la corriente de CO₂ está contaminada con otros componentes, la MMP se ve afectada. La adición de C₁ o N₂ al CO₂ incrementa la MMP, mientras que la adición de C₂, C₃, C₄ o H₂S reduce la MMP. En este caso también se aplica el uso de la corrección del punto de burbuja sugerido por *Yellig y Metcalfe*. Cuando la MMP es menor que el punto de burbuja del aceite del yacimiento, la presión en este punto deberá ser tomada como la MMP.

1.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE CON CO₂

Con base en una investigación realizada sobre los diferentes criterios de selección de yacimientos candidatos a la implementación de un proyecto de recobro mejorado utilizando desplazamiento miscible con CO₂, se encontraron datos muy importantes que corresponden a diferentes periodos de tiempo aportando información que no debe ser descartada a la hora de identificar un yacimiento apto para el estudio de esta técnica. Por esto, se presentarán las diferentes recomendaciones hechas por los autores con sus respectivas fechas para al final analizar los valores sugeridos y tomar una decisión apropiada para el óptimo desarrollo de este proyecto.

En el año **2002**, los autores *Jerry Shaw* y *Stefan Bachu*, en un estudio realizado en asociación con la Universidad de Alberta – Canadá, determinaron que los yacimientos de aceite son seleccionados basados principalmente en la gravedad API del crudo y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Además de esto, sugieren que se deben tener en cuenta otros factores como lo son la presión mínima de miscibilidad y la saturación de aceite remanente presente en el yacimiento al momento de evaluar la factibilidad de implementar un proyecto de desplazamiento con CO₂.

El método de selección fue aplicado a 8.637 yacimientos de aceite que se encontraban registrados en las 2000 bases de datos de Alberta. De los mencionados anteriormente, 4.470 aprobaron el criterio de selección y fueron clasificados según las características técnicas y de desempeño de los yacimientos.

En cuanto a la presión del yacimiento al comienzo del desplazamiento con el CO₂ se sugiere que sea al menos **200 [psi]** mayor a la presión mínima de miscibilidad (MMP) para que aquella se pueda desarrollar entre el gas inyectado y el aceite del reservorio.

Aparte de esto, se habla de un mínimo requerimiento de presión de yacimiento, el cual hace referencia a la relación entre la presión del yacimiento antes del desplazamiento y la presión mínima de miscibilidad (**P/MMP**). Esta relación debe ser mayor a 1 aunque en realidad, el desplazamiento con CO₂ es posible para una relación $P/MMP = 0,95$. Por esto, $P/MMP > 0,95$ será otro criterio para evaluar la factibilidad del desplazamiento con CO₂.

Otro criterio de selección muy importante es la gravedad del aceite, la cual es generalmente recomendada a ser mayor de **27° API** (aceites livianos con densidad menor 56,18 Libras/pie³) y menor a **48° API**, ya que aceites extremadamente livianos, tales como los condensados, no son favorables para el desarrollo de un desplazamiento miscible a múltiples contactos.

Para asegurar un beneficio económico con la implementación del desplazamiento miscible con CO₂, se sugiere que la fracción de aceite remanente antes del desplazamiento sea **S_o > 0,25**. Finalmente, la permeabilidad del yacimiento es recomendada a ser mayor de **5 mD**, aunque este parámetro no es un criterio crítico de selección ya que la mayoría de los yacimientos de aceite que tienen producción suficiente deberían tener también una adecuada inyectividad de CO₂.

En términos de la eficiencia del recobro, los yacimientos de areniscas parecen estar mejor adaptados al desplazamiento con CO₂ que los yacimientos de calizas debido a la alta heterogeneidad asociada a estos últimos. Además de baja heterogeneidad, los yacimientos con el más alto factor de recobro son generalmente caracterizados por aceites con alta gravedad API, alta presión inicial y baja temperatura de yacimiento. Para estos yacimientos, las densidades y viscosidades del aceite tienden a ser cercanas minimizando los efectos del fingering y el override por gravedad.

Los criterios recomendados anteriormente para la identificación de yacimientos factibles para el desplazamiento con CO₂ como método de recobro mejorado son basados en la optimización del desempeño del yacimiento. Sin embargo,

los criterios de profundidad del yacimiento y viscosidad del aceite pueden ser ignorados debido a que otros dos parámetros, gravedad del aceite y temperatura del yacimiento, afectan directamente los dos anteriores (la temperatura es afectada por la profundidad y la viscosidad del aceite es afectada por la gravedad del crudo). Por esto, la profundidad del yacimiento y la viscosidad del aceite no necesitan ser considerados explícitamente en los criterios de selección para la implementación de la técnica.

En la tabla a continuación se pueden apreciar los valores óptimos de los parámetros de yacimiento sugeridos por los autores, ordenados descendientemente según su importancia para el diseño de un proceso de desplazamiento miscible con CO₂.

Tabla 3. Parámetros óptimos de yacimiento para desplazamiento miscible con CO₂.

Parámetro	Valor Óptimo	Unidades
Gravedad API	37	°API
Saturación de Aceite	60	%
Presión/MMP	1.3	
Temperatura	160	°F
Espesor Neto	50	pies
Permeabilidad	300	mD
Buzamiento	20	°
Porosidad	20	%

Fuente: Modificado de *J. Shaw, S. Bachu – Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO₂-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration, 2002.*

En el **2010**, *Ahmad Aladasani* y *Baojun Bai*, realizaron una actualización al criterio de selección de yacimientos para métodos de recobro mejorado (EOR) publicado por *Taber et al.* en 1996, incluyendo adicionalmente rangos de permeabilidad y porosidad de yacimiento. Los autores se basaron en 633 proyectos de recobro mejorado reportados en *The Oil and Gas Journal* desde 1998 hasta el 2008 y publicaciones SPE. En el artículo se tabula un rango de

propiedades de aceite y de yacimiento para los diferentes métodos EOR, aunque para este caso particular, sólo se evaluará el criterio de selección desarrollado para el desplazamiento miscible con CO₂. Las propiedades del aceite y las características de los campos fueron consultadas para determinar un rango de cada parámetro y el valor promedio para la técnica. Los valores obtenidos se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 4. Propiedades de yacimiento para desplazamiento miscible con CO₂.

Parámetro	Valor	Unidades
Número de Proyectos	139	
Gravedad API	28 - 45 Promedio 37	°API
Viscosidad	0 - 35 Promedio 2.1	cP
Porosidad	3.1 - 37 Promedio 14.8	%
Saturación de Aceite	15 - 89 Promedio 46	%
Tipo de Formación	Arenisca o Caliza	
Permeabilidad	1.5 - 4500 Promedio 201.1	mD
Espesor Neto	Amplio Rango	pies
Profundidad	1500 - 13365 Promedio 6171.2	pies
Temperatura	82 - 250 Promedio 136.3	°F

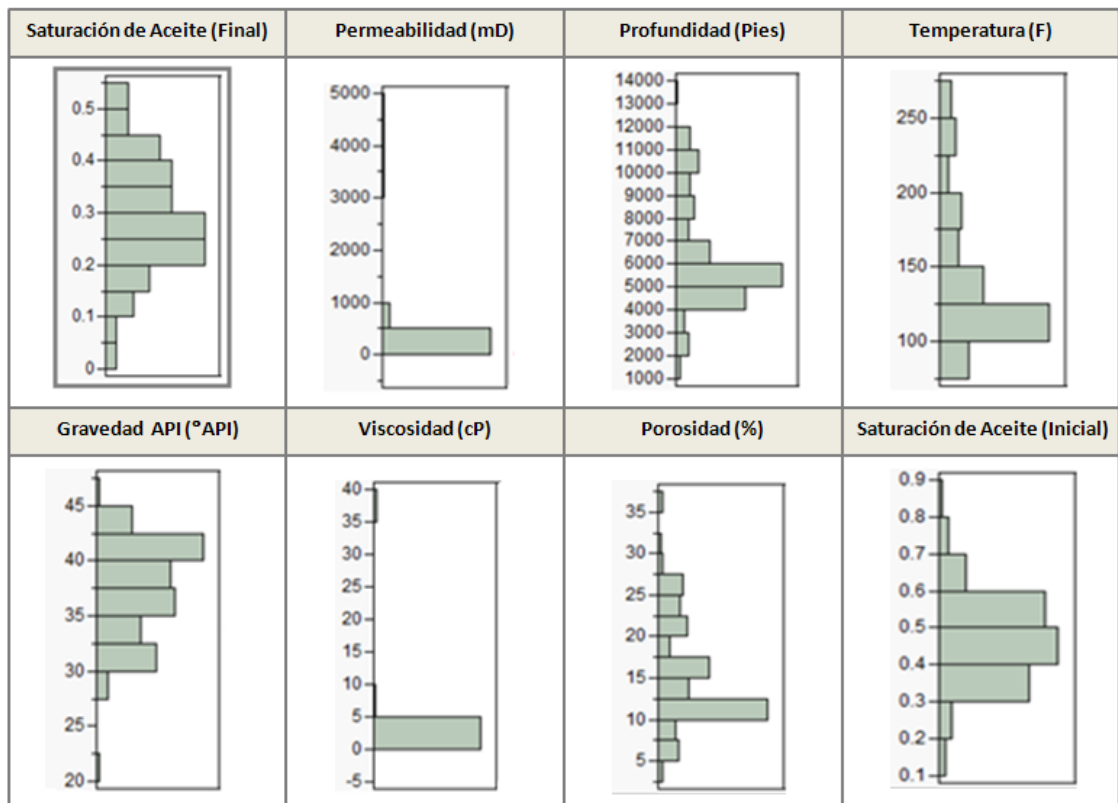
Fuente: Modificado de Ahmad Aladasani, Baojun Bai- *Recent Developments and Update Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques*, 2010.

En el año **2012**, los autores *Ahmad Aladasani, Baojun Bai* y *Nygaard Runar*, realizaron un estudio en el que basándose en herramientas estadísticas y datos de más de un centenar de proyectos pudieron identificar un conjunto de

parámetros característicos en los yacimientos en donde se implementó el desplazamiento miscible con CO₂ como método de recobro mejorado (EOR).

El criterio de selección para el uso del CO₂ como método EOR se mejoró refinando la distribución de las propiedades de yacimiento, con ayuda del software estadístico *JMP*, de 153 proyectos basados en el reporte del último estudio de métodos de recobro mejorado realizado por *The Oil and Gas Journal* en 2010 obteniendo los siguientes resultados.

Figura 10. Distribución de las propiedades de yacimiento para CO₂ miscible.



Fuente: Modificado de Ahmad Aladasani, Baojun Bai, Nygaard Runar – *A Selection Criterion for CO₂-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO₂ Release*, 2012.

El recobro (%OOIP) representa el porcentaje del OOIP obtenido a través de la diferencia entre la saturación de aceite inicial y final de los yacimientos. Los resultados del estudio anterior indican que los mejores límites de confianza son

alcanzados para un recobro (%OOIP) de **22.40%** que corresponde a un API de **35.55°**, una porosidad de **11.83%**, una saturación inicial de aceite de **0.5453**, una permeabilidad de **20 mD**, una profundidad de **5780 [Pies]** y una temperatura de **116.3 °F**.

Además de esto, también se pudo determinar que, basado en datos existentes de proyectos con CO₂, la tasa de recobro es proporcional a la gravedad API, la porosidad y la saturación inicial de aceite. En cambio, parámetros como la temperatura y la permeabilidad son inversamente proporcionales a los porcentajes de recobro. Cabe resaltar que los resultados obtenidos en el estudio no tuvieron en consideración el número de pozos o los volúmenes porosos inyectados de CO₂.

Conociendo la información presentada anteriormente y teniendo en cuenta la variedad de recomendaciones realizadas por los autores especialistas en el tema, se puede hacer un análisis acerca de las características y propiedades de yacimiento óptimas para el diseño de un proyecto exitoso de inyección de CO₂ con desplazamiento miscible. A continuación se presenta una comparación de los más recientes valores propuestos por los autores para los parámetros que influyen o afectan el desarrollo de la técnica de desplazamiento miscible con CO₂.

Tabla 5. Comparación de las propiedades de yacimiento para el desplazamiento miscible con CO₂ propuestas.

	Shaw & Bachu	Aladasani & Bai	Aladasani, Bai & Runar
	2002	2010	2012
Parámetro	Valor	Valor	Valor
Gravedad, °API	37	37	35.5
Sat. de Aceite Inicial, %	60	46	54.43
Temperatura, °F	160	136.3	116.3
Permeabilidad, mD	300	201.1	20
Porosidad, %	20	14.8	11.83
Viscosidad, cP	-	2.1	-
Profundidad, pies	-	6171.2	5780
Buzamiento, °	20	-	-
Espesor Neto, pies	50	-	-

Observando y analizando los valores de las propiedades de yacimiento propuestos por los autores, se puede apreciar que en los tres casos se coincide que los parámetros: gravedad API del aceite, saturación inicial de aceite, temperatura de yacimiento, permeabilidad y porosidad son necesarios e importantes al momento de estudiar la eficiencia del desplazamiento. Cabe resaltar que otros parámetros como la viscosidad (que también se puede determinar mediante el modelo de fluido con la herramienta Winprop) y la profundidad, se pueden relacionar con otras propiedades mencionadas anteriormente¹¹.

Además de esto, se tiene en cuenta los resultados obtenidos por *Shaw & Bachu* con respecto al tipo de formación, los cuales indican que los yacimientos de areniscas tienden a estar mejor adaptados al desplazamiento con CO₂ representando mayor eficiencia en el recobro de aceite y se respetará el mínimo requerimiento de presión de yacimiento antes del desplazamiento, **$P/MMP > 0,95$** .

¹¹ *J. Shaw, S. Bachu – Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO₂-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration, 2002.*

Tabla 6. Propiedades de yacimiento para el diseño de un proyecto de desplazamiento miscible con CO₂.

Parámetro	Valor	Unidades
Gravedad API del Aceite	27 - 48	°API
Saturación de Aceite Inicial	> 25	%
Temperatura de Yacimiento	82 - 250	°F
Permeabilidad	> 5	mD
Porosidad	10 - 20	%
Tipo de Formación	Arenisca	-
Profundidad	4000 - 7000	Pies

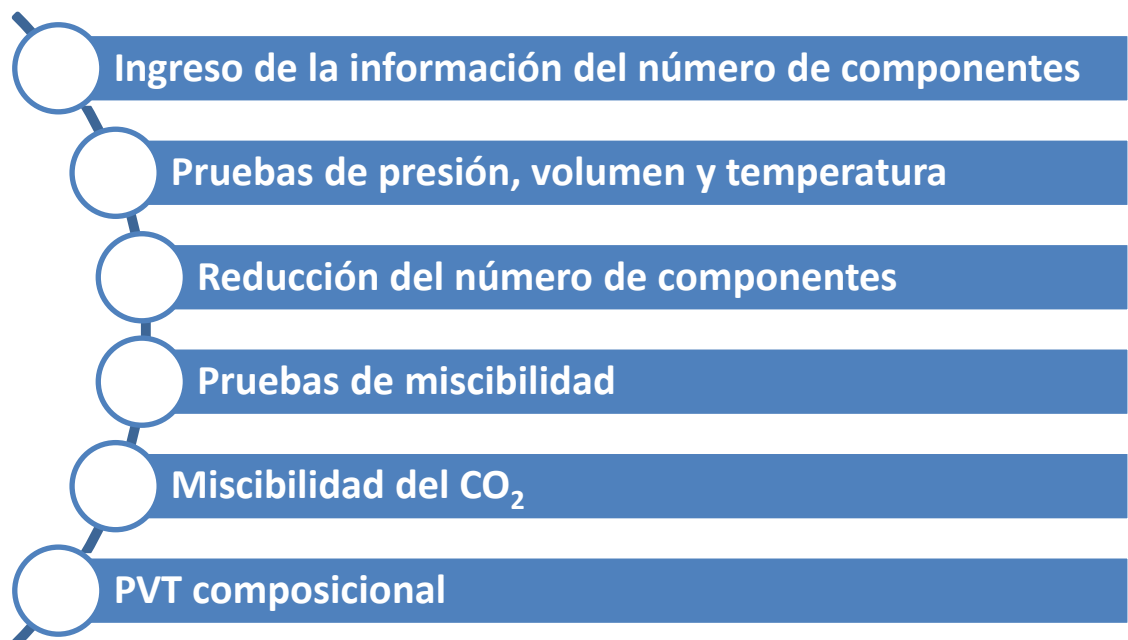
2. ELABORACIÓN DEL MODELO COMPOSICIONAL DE FLUIDOS

La generación del PVT de un fluido se hace necesaria al momento de simular una inyección de CO₂ miscible. El desarrollo del modelo se realiza a través del seguimiento de los pasos a continuación y de manera más detallada en el **Anexo 1**.

2.1 HERRAMIENTA PARA LA ELABORACIÓN DEL MODELO

La elaboración del modelo de fluidos se efectúa a través de la herramienta WINPROP perteneciente a la compañía CMG, la cual permite modelar el comportamiento de fases y las propiedades de los fluidos de yacimiento¹². Esta herramienta puede utilizarse con propósitos de caracterización de componentes, **generación de propiedades PVT** y modelamiento de pruebas de laboratorio, entre otras funciones.

2.2 DESARROLLO DEL MODELO DE FLUIDOS



¹² Cindy Guerrero & Héctor Zamora. *Evaluación de un proceso de estimulación con CO₂ miscible utilizando simulación numérica*, 2011.

2.2.1 INGRESO DEL NÚMERO DE COMPONENTES

En este paso de la elaboración del modelo de fluidos se incluye la información concerniente a las composiciones del aceite y del solvente a utilizar, necesarias para la caracterización del fluido. El tipo de crudo utilizado fue un aceite volátil e inicialmente se usa una composición sugerida de solvente, la cual será modificada por 100% CO₂ durante la creación del modelo como se especifica en el **Anexo 1**. Las composiciones de los dos fluidos se puede observar en las tablas a continuación:

Tabla 7. Composición sugerida de solvente para la elaboración del modelo en WINPROP.

Componente	Fracción Molar
CO ₂	0.0068
N ₂	0.0146
C1	0.448
C2	0.0989
C3	0.3105
n C4	0.0904
n C5	0.0285
C6	0.0008
C7+	0.0015

Fuente: Computer Modeling Group Ltd. *CO₂ EOR Miscible Tutorial Using Winprop*, 2012.

Tabla 8. Composición del fluido de yacimiento.

Componente	Fracción Molar
H ₂ S	0.0027
CO ₂	0.0101
N ₂	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
FC12	0.0254
FC13	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: Computer Modeling Group Ltd. *CO₂ EOR Miscible Tutorial Using WINPROP*, 2012.

Tabla 9. Propiedades del C_7^+

Peso Molecular	320,9
Tpc [°F]	56,210
Ppc [psia]	638,1

Fuente: Computer Modeling Group Ltd. *CO₂ EOR Miscible Tutorial Using Winprop*, 2012.

Para la evaluación del proceso se utilizó la información anterior, suministrada por la compañía CMG, junto con la ecuación de *Peng Robinson* (1978) para crudos livianos. Adicionalmente se requiere conocer los parámetros de temperatura de yacimiento y presión de saturación del fluido ya que los datos se deben ingresar en las pruebas experimentales PVT a realizar.

2.2.2 PRUEBAS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA

Las tres pruebas PVT que se deben ingresar en la herramienta WINPROP con fines de la construcción del modelo de fluidos son: Liberación a composición constante (CCE), liberación diferencial y la prueba del separador.

Tabla 10. Resultados - Prueba de liberación a composición constante (CCE).

Presión [psia]	Volumen Relativo	Densidad del Aceite [gr/cc]
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: Computer Modeling Group Ltd. *CO₂ EOR Miscible Tutorial Using Winprop*, 2012.

Tabla 11. Resultados - Prueba de liberación diferencial.

Presión [psia]	GOR	Volumen Aceite	Gravedad Específica	Factor Z	Bg de Formación	Viscosidad Aceite [Cp]	Viscosidad Gas [Cp]	Densidad Aceite
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	0.85	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: Computer Modeling Group Ltd. *CO₂ EOR Miscible Tutorial Using Winprop*, 2012.

Tabla 12. Resultados - Prueba del separador.

Relación Gas - Aceite (GOR)	247.04
Factor Volumétrico Aceite (Bo)	1.18
Gravedad API Crudo	40

Fuente: Computer Modeling Group Ltd. *CO₂ EOR Miscible Tutorial Using Winprop*, 2012.

2.2.3 REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE COMPONENTES

Con el fin de generar los grupos de pseudocomponentes del diagrama ternario producido por WINPROP, se hace necesario realizar un ajuste a la fracción C30+ y a los componentes pesados del aceite que comprenden las fracciones C21 al C30. Este ajuste se aplica directamente sobre las variables Pc, Tc, Ac y MW. Además de esto, se realiza la agrupación de los componentes restantes y se les asigna una posición específica según se clasifiquen en livianos, intermedios o pesados para la correcta generación y lectura del diagrama ternario.

2.2.4 PRUEBAS DE MISCIBILIDAD

En este paso del desarrollo del modelo de fluidos se adicionan los resultados obtenidos con la prueba del Slim Tube para la presión mínima de miscibilidad en los casos de primer y múltiples contactos, proporcionados por la compañía CMG. La prueba arrojó valores de **3120 [psi]** para la MMP a primer contacto y de **2350 [psi]** para múltiples contactos.

2.2.5 MISCIBILIDAD DEL CO₂

Para la generación del PVT, es indispensable el ingreso de la información concerniente a la miscibilidad del CO₂. Para esto, se agregan los resultados de la prueba de hinchamiento del aceite por el método de Li-Nghiem's para definir la solubilidad del gas en la fase acuosa.

Tabla 13. Resultados - Prueba de hinchamiento.

Número	Fracción Molar del Solvente	Presión [psia]	Bo	Factor de Hinchamiento	GOR	Densidad [gr/cc]	Viscosidad [Cp]
0	0	740	1.18	1	44	0.753	0.85
1	0.108	900	1.21	1.03	67	0.739	0.832
2	0.297	1488	1.43	1.21	123	0.707	0.556
3	0.54	1985	1.82	1.54	277	0.626	0.288
4	0.803	2355	3.68	3.12	675	0.48	0.171

Fuente: Computer Modeling Group Ltd. *CO₂ EOR Miscible Tutorial Using Winprop*, 2012.

2.3 DIAGRAMA TERNARIO

Con la generación del diagrama ternario a través de la herramienta WINPROP, se pretende principalmente corroborar que las condiciones determinadas durante la elaboración del modelo del fluido, permiten alcanzar la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y el solvente de inyección. Para cuestiones de entendimiento del diagrama, cabe aclarar que los componentes se distribuyen en pseudocomponentes livianos (N₂, C₁, H₂S y CO₂), ubicados en la parte superior del triángulo, pseudocomponentes intermedios (C₂ a C₇), hallados en la parte derecha del diagrama, y por último en la parte inferior izquierda, los pseudocomponentes pesados (componentes restantes).

De WINPROP se puede obtener la siguiente figura donde se reportan las composiciones del aceite y del solvente y se remarca la distribución de los pseudocomponentes mencionada anteriormente.

Figura 11. Distribución de los pseudo-componentes tras elaboración del modelo de fluido.

```

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

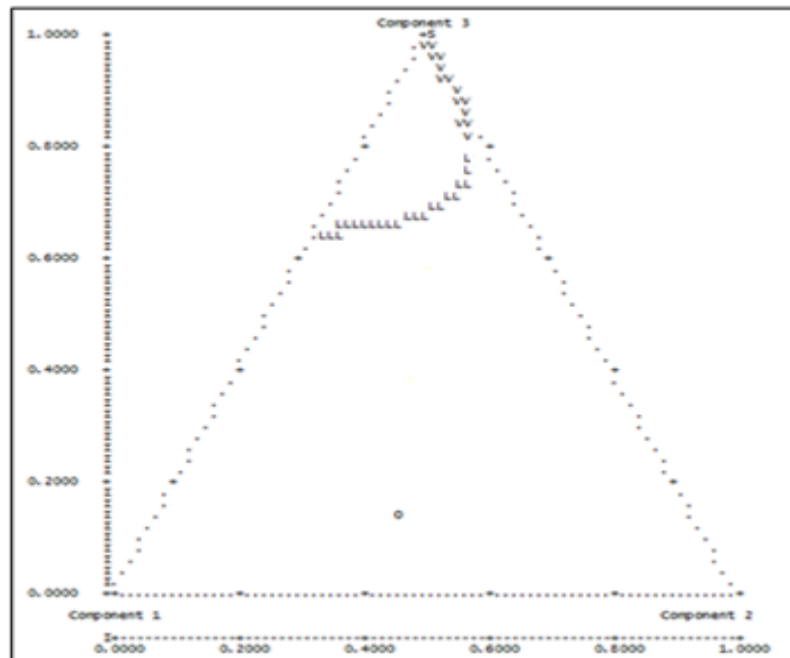
```

Component	original oil	Dry Gas	LPG	Solvent	Pseudo-component		
					1	2	3
CO2	1.2800	100.00	0.00	100.0000			CO2
N2 toC1	12.7500	0.00	0.00	0.0000			N2 toC1
C2 toNC4	20.6900	0.00	100.00	0.0000		C2 toNC4	
IC5toC7	17.1200	0.00	0.00	0.0000		IC5toC7	
C8 toC12	17.6600	0.00	0.00	0.0000	C8 toC12		
C13toC20	12.6500	0.00	0.00	0.0000	C13toC20		
C21toC30	17.8500	0.00	0.00	0.0000	C21toC30		

FRY : mole % of vapor phase
SS : single phase

Fuente: Computer Modelling Group. WINPROP, 2009.

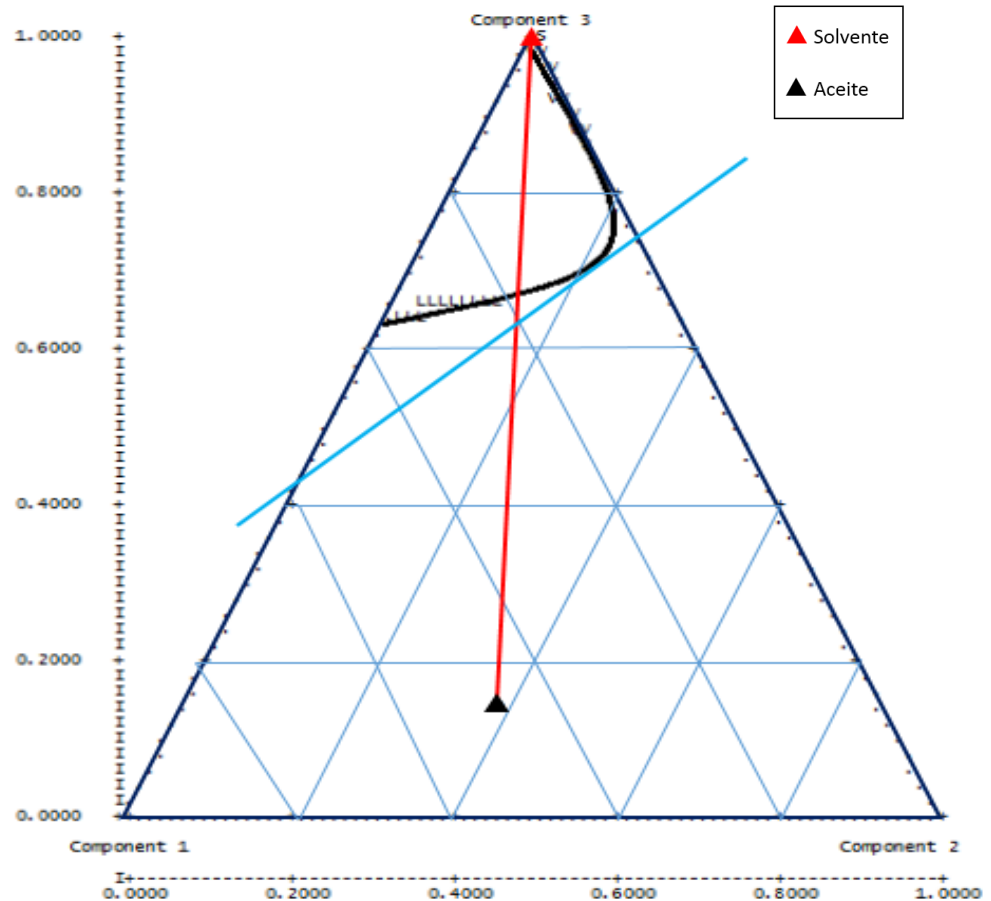
Figura 12. Diagrama ternario generado por WINPROP para los fluidos de trabajo.



Fuente: Computer Modelling Group. WINPROP, 2009.

A temperatura y presión de trabajo (186 °F y 2350 psi) el CO₂ es miscible con el crudo de yacimiento a través de múltiples contactos como se puede apreciar en la **Figura 13**. De este modo se pueden corroborar los resultados obtenidos en la prueba de Slim Tube proporcionados por la compañía CMG.

Figura 13. Diagrama ternario modificado para los fluidos de trabajo.



2.4 PVT COMPOSICIONAL

En este punto, finalmente se puede crear el archivo PVT composicional del fluido a utilizar en el desarrollo del modelo conceptual del proceso. Con la generación del PVT se finaliza la etapa de elaboración del modelo del fluido con la herramienta WINPROP. El paso a paso detallado de la realización del modelo se especifica en el **Anexo 1** del libro, el cual corresponde a un tutorial de la herramienta para este caso en particular.

Cabe resaltar la importancia de la construcción del modelo de fluidos ya que es una pieza fundamental para poder simular la miscibilidad en la inyección de CO₂, a través de la herramienta GEM de CMG, la cual requiere incluirlo durante la creación del modelo conceptual del yacimiento.

3. ELABORACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DEL YACIMIENTO

Para la creación de un modelo conceptual que represente las características de un piloto de yacimiento al cual se le puedan practicar una variedad de pruebas que permitan verificar la efectividad de un proyecto de inyección de CO₂, se utilizará el simulador composicional GEM (*Generalized Equation of State Model Reservoir Simulator*) de la compañía CMG, el cual se caracteriza por permitir el modelamiento de diferentes escenarios que involucran procesos en los se debe tener en cuenta los efectos de la transferencia de masa entre fases y la variación de la composición de los fluidos de yacimiento. Además de esto, la herramienta posibilita la simulación de proyectos de inyección de gases tales como el desplazamiento miscible por vaporización y condensación y procesos WAG, ciertas funciones que simuladores convencionales de aceite negro no podrían realizar de manera precisa y confiable.

Los valores de los parámetros a utilizar en el modelo conceptual se seleccionaron teniendo en cuenta los resultados de la investigación realizada sobre los criterios de selección de yacimientos candidatos a la implementación de un proceso de inyección de CO₂ que se encuentran en el primer capítulo. Conociendo las variables y parámetros necesarios para el diseño de la inyección, se procede a realizar el emallado del piloto que representará las condiciones y fluidos del yacimiento, simulando un escenario real que permita evaluar el desempeño de la técnica a implementar. Para esto, se debe cargar el modelo de fluido creado con la herramienta WINPROP y una vez definidas las propiedades y características del yacimiento, se realiza la perforación de los pozos que hacen parte del esquema de 5 puntos seleccionado para el desarrollo del proyecto.

Finalizada la etapa de elaboración, se pueden empezar a visualizarlos resultados iniciales arrojados por el simulador y se realizan los ajustes necesarios, en caso de que se requieran, para continuar con el análisis de sensibilidad de parámetros y la optimización del proceso de recobro mejorado.

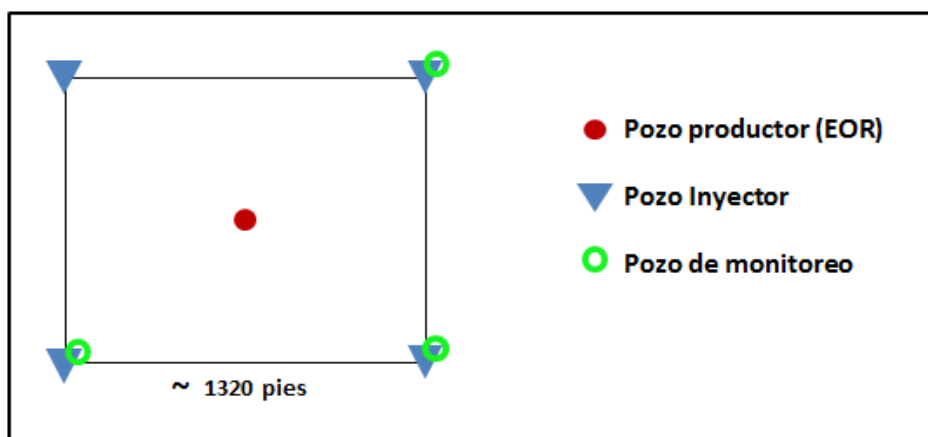
3.1 REALIZACIÓN DEL ENMALLADO DEL PILOTO

La creación del enmallado del piloto se inicia seleccionando la herramienta *Builder* en la interfaz *Launcher* del software CMG, donde primero se deben definir el simulador a utilizar (GEM) y las unidades que regirán el modelo, en este caso, unidades de campo. Adicionalmente, se debe ingresar la fecha en la que se desea que inicie la simulación del proyecto para la cual se definió el **01 de Enero del año 2014**.

Para definir el tamaño del piloto, se utilizará un enmallado cartesiano que cuenta con un total de 9000 celdas, las cuales se encuentran distribuidas de la manera 30 en dirección I, 30 en dirección J y 10 en dirección K.

En cuanto al valor del área del proyecto, la decisión fue tomada con base en información relacionada al campo SACROC¹³, de donde se pudo obtener un dato de referencia acerca del distanciamiento entre pozos en un esquema de 5 puntos implementado en un caso real donde la técnica de inyección continua de CO₂ obtuvo resultados favorables.

Figura 14. Distribución de los pozos en un piloto de inyección en el campo SACROC.



Fuente: Modificado de Chongwei Xiao. *Field Testing and Numerical Simulation of Combined CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage in the SACROC Unit*, 2011.

¹³ Chongwei Xiao. *Field Testing and Numerical Simulation of Combined CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage in the SACROC Unit*, 2011.

En la *figura 14* se puede apreciar que el distanciamiento entre los pozos inyectoros es de 0.25 millas, lo que corresponde a aproximadamente 1320 [pies], por lo cual se considerará un área de 2'160.900 [pies²] (1470 pies en I*1470 pies en J) teniendo en cuenta que existe la posibilidad de que el modelo requiera de algunos ajustes para evitar una caída drástica de la presión del yacimiento. Conociendo lo anterior, se determinó que cada una de las celdas que pertenecen a los planos I y J tendrá una longitud 49 [pies].

3.2 DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL ENMALLADO

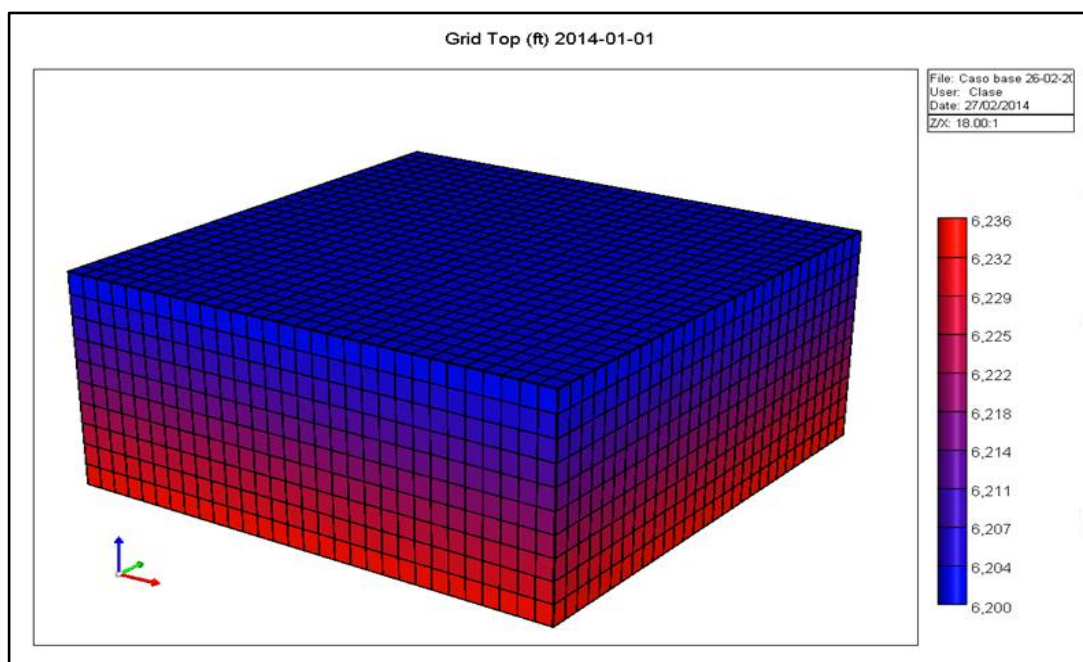
Una vez definido el tamaño del piloto, se procede a ingresar las propiedades iniciales y petrofísicas del yacimiento, cuyos valores se fundamentan en el criterio de selección desarrollado y los cuales se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 14. Propiedades iniciales del piloto de simulación.

Parámetro	Valor	Unidades
Profundidad	6200	pies
Espesor de la Formación	40	pies
Porosidad	15	%
Permeabilidad I	15	mD
Permeabilidad J	15	mD
Permeabilidad K	3 ó (0.2*Ki)	mD
Saturación de Agua Inicial	30	%
Compresibilidad de la Roca	4.00E-06	1/psi
Presión Inicial	2700	Psi
Temperatura de Yacimiento	186	°F

El espesor total de la formación será de 40 pies por lo que cada uno de los 10 layers que conforma el yacimiento medirá 4 pies de profundidad, obteniendo un volumen total del piloto de aproximadamente 86.5 millones de pies cúbicos.

Figura 15. Enmallado del piloto de simulación en vista 3D.



Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

3.3 INGRESO DEL MODELO DE FLUIDO

En esta parte de la realización del piloto del yacimiento se incorpora el fluido elaborado con la herramienta WINPROP y una vez cargado dentro del modelo, se deben ingresar los datos de la fracción molar de cada uno de los pseudo-componentes en los que se distribuyó la composición original del aceite como se observa la siguiente tabla.

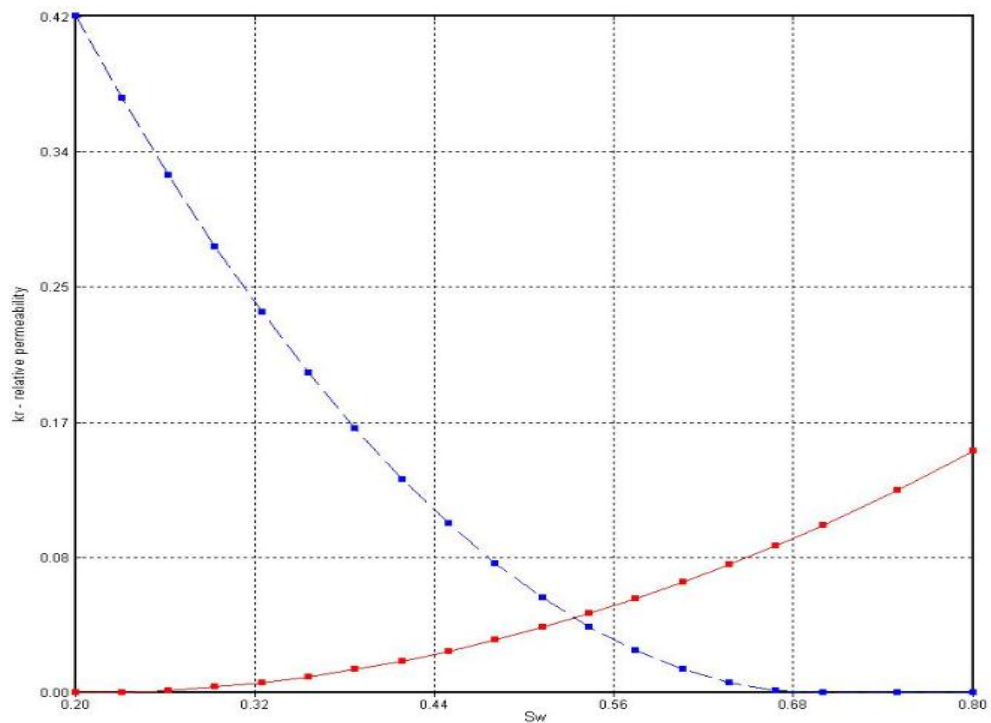
Tabla 15. Distribución de los pseudo-componentes del fluido en el modelo conceptual de GEM.

Número	Pseudocomponentes	Fracción Molar
1	CO ₂	0.0128
2	N ₂ a C ₁	0.1275
3	C ₂ a NC ₄	0.2069
4	IC ₅ a C ₇	0.1712
5	C ₈ a C ₁₂	0.1766
6	C ₁₃ a C ₂₀	0.1265
7	C ₂₁ a C ₃₀	0.1785

3.4 GENERACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD

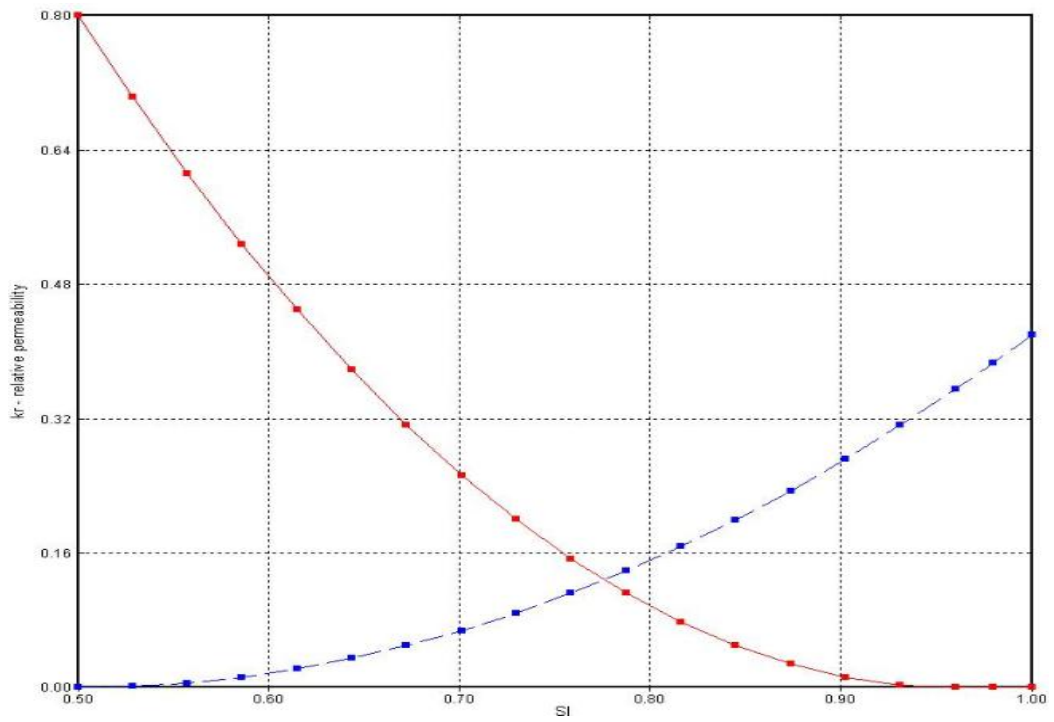
Con base en las correlaciones de *Hirasaki* y teniendo en cuenta las curvas de permeabilidad propuestas en el manual de CMG para el modelo de fluidos implementado en el actual proyecto, se parte de los valores de los *endpoints* requeridos para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa para el aceite y el agua del presente modelo, las cuales regirán la movilidad de los fluidos dentro del yacimiento a simular.

Figura 16. Curva de permeabilidad relativa Agua – Aceite.



Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

Figura 17. Curva de permeabilidad relativa Gas – Líquido.

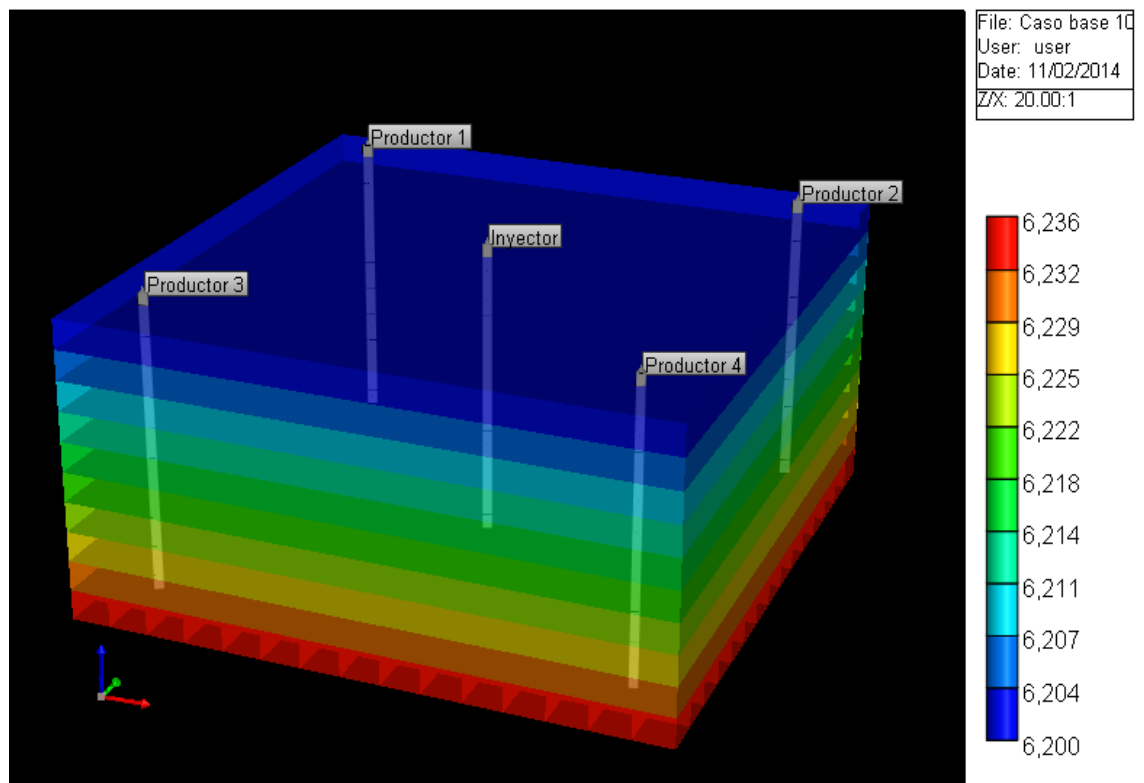


Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

3.5 CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS

Una vez finalizada la etapa del ingreso de datos, se procede a realizar el montaje del esquema de 5 puntos propuesto, perforando el pozo inyector y los cuatro pozos productores de acuerdo a las condiciones de distanciamiento definidas anteriormente, como se puede observar en la *figura 18*.

Figura 18. Arreglo de pozos dentro del piloto de simulación.

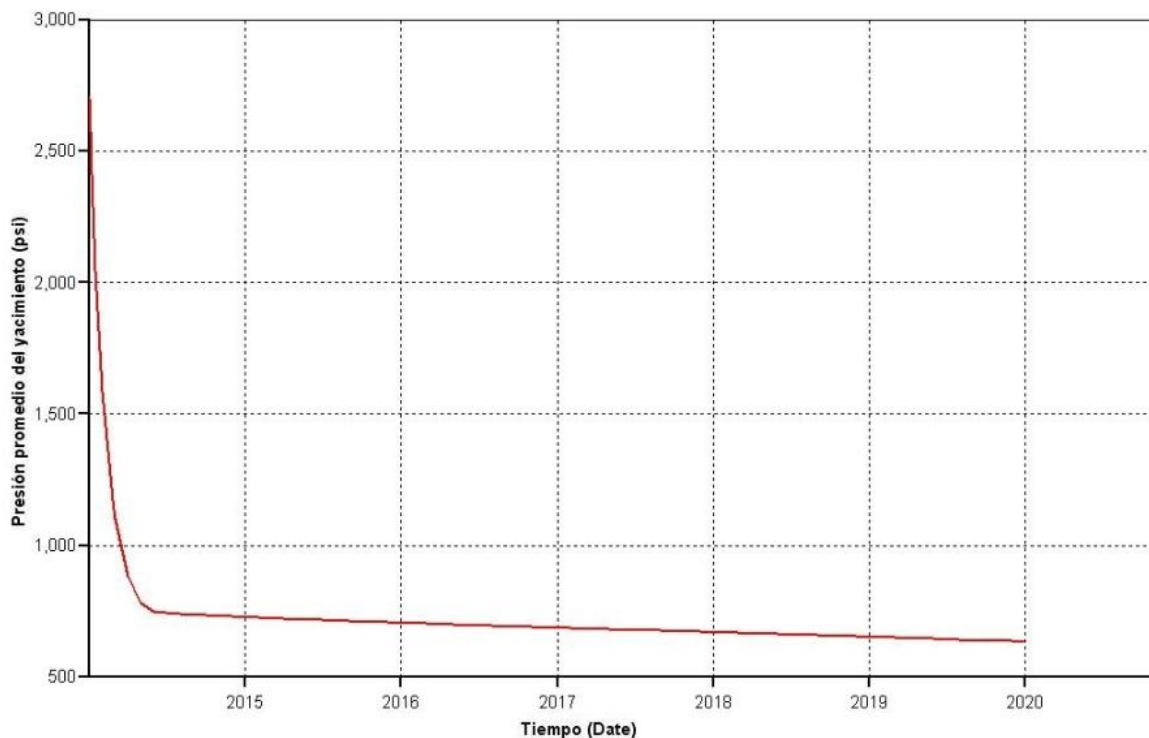


Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

Culminada la elaboración del modelo conceptual del piloto de yacimiento, se da paso a la etapa de visualización de resultados iniciales, la cual permite conocer si es necesaria la realización de algunos ajustes preliminares al análisis de sensibilidad de los parámetros que influyen en el desarrollo de un proceso de inyección continua de CO₂ miscible.

3.6 VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS INICIALES

Figura 19. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento en la corrida inicial.



Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

Teniendo en cuenta los resultados de las corridas iniciales se puede evidenciar que la presión promedio del yacimiento cae abruptamente alcanzando valores inferiores a los 1000 [psi] a tan solo 3 meses de haber comenzado la producción en el piloto, sin restricción en la tasa de aceite (STO¹⁴) y operando bajo una presión de fondo de pozo (BHP¹⁵) mínima de 600 [psi], recuperando únicamente lo que el yacimiento tiene capacidad de entregar mediante mecanismos naturales.

Debido a este comportamiento, se dificulta el aseguramiento de la miscibilidad entre el CO₂ y el aceite presente en el yacimiento al momento de implementar el proceso de inyección continua del gas, ya que se hace necesario mantener

¹⁴ STO: Barriles por día para el lenguaje del simulador.

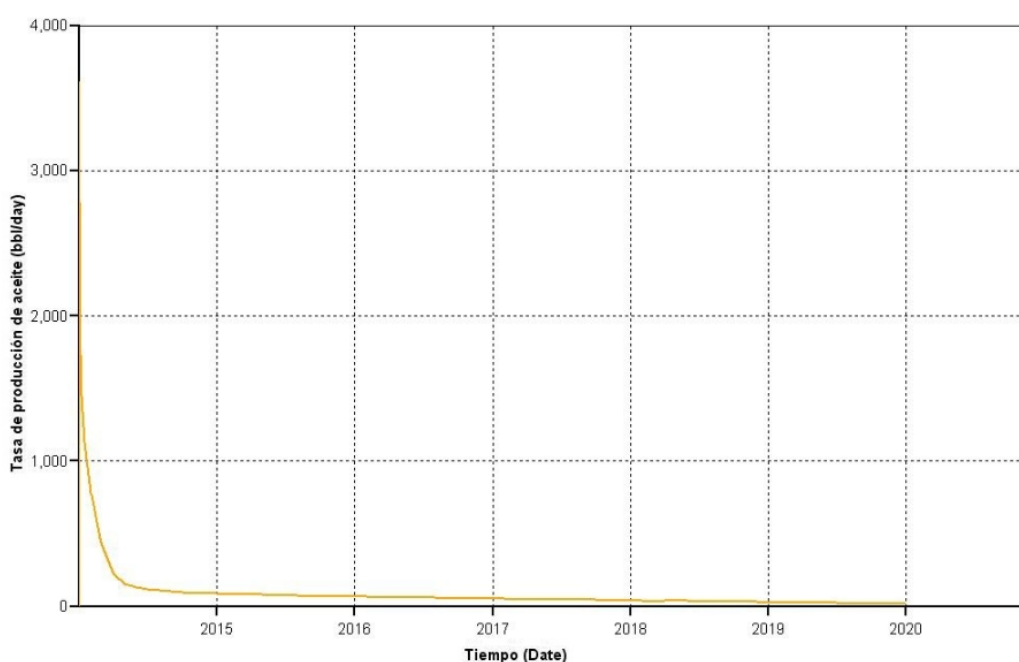
¹⁵ BHP: Presión en el fondo del pozo para el lenguaje del simulador.

la presión del sistema por lo menos 700 [psi] por debajo de la MMP, para que a través de la utilización de agua como método de recobro secundario, se puedan alcanzar al cabo de unos años de inyección los 2350 [psi] que se requieren para que se desarrolle la miscibilidad entre los fluidos.

Por lo anterior, se estudia el uso de técnicas que permitan disminuir la rapidez con la que decae la presión inicial del yacimiento con el fin de garantizar las condiciones necesarias para realizar la inyección de los fluidos y del mismo modo, obtener un comportamiento similar al de un campo real en producción, ya que una caída de presión como la que se puede apreciar en la *figura 19* no lo refleja.

Además de esto, se observan los resultados para la tasa de producción de aceite, donde se puede confirmar que el parámetro guarda una relación muy estrecha con la presión promedio del yacimiento, haciendo que su comportamiento sea similar, presentando una caída bien pronunciada y una tasa que tiende a ser mínima tras un año de haber iniciado la producción.

Figura 20. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en la corrida inicial.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

3.7 AJUSTE DEL MODELO INICIAL

Entre las posibles estrategias que se pueden emplear para cambiar el comportamiento de la presión observado en los resultados iniciales, se plantea la creación de un anillo de confinamiento y la utilización de un modificador de volumen, los cuales permitirán suavizar el descenso de la presión promedio del yacimiento al editar determinadas propiedades en los bordes del modelo elaborado para conseguirlo.

3.7.1 CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN MEDIANTE UN ANILLO DE CONFINAMIENTO

El objetivo de la utilización del anillo de confinamiento en el modelo es principalmente reducir la caída de la presión del yacimiento una vez éste se haya puesto en producción, a través de una modificación de las propiedades en los bordes del emallado, lo cual permite representar en condiciones más realistas un piloto que tiene a su alrededor otras secciones de yacimiento, las cuales entregan fluido y evitan la caída de la presión en las fronteras del patrón.

Los parámetros que se deben modificar en el anillo de confinamiento son básicamente la porosidad y la permeabilidad de la roca como se explica en detalle a continuación.

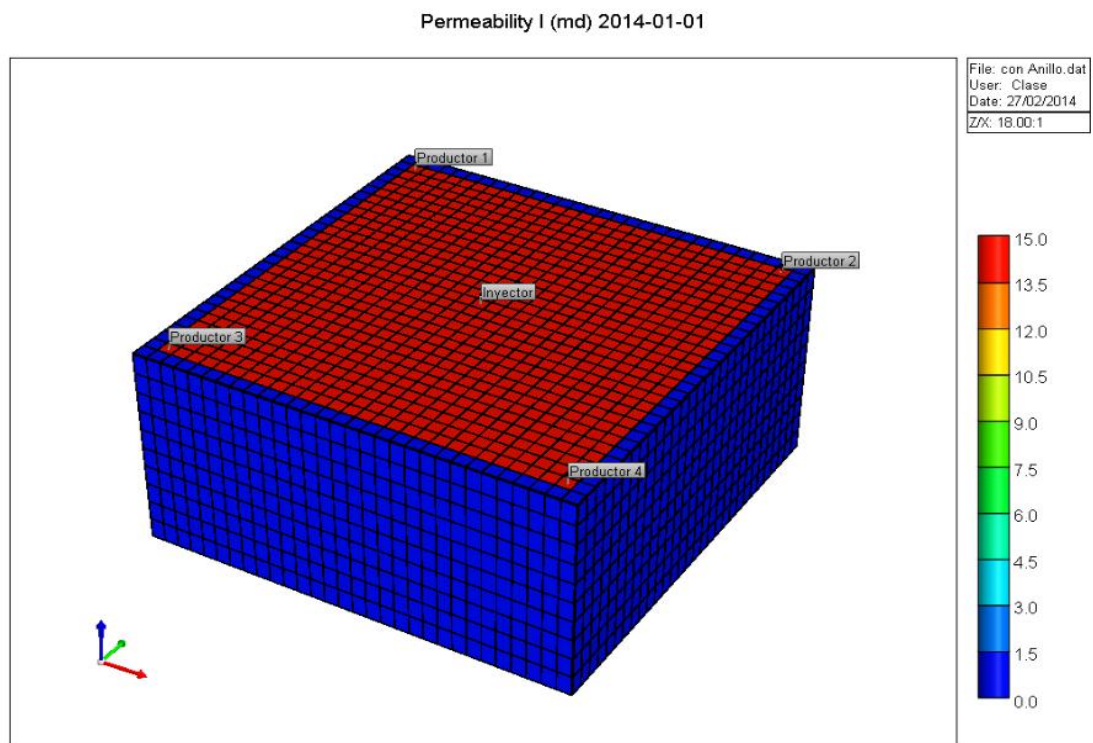
3.7.2 MODIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN EL ANILLO DE CONFINAMIENTO

Para la elaboración de esta parte del anillo de confinamiento se reduce el valor de la permeabilidad del yacimiento, haciendo que la saturación de fluidos en los bordes del piloto no se reduzca de manera drástica cuando inicia la producción, utilizando valores para las permeabilidades en I y J cercanos a cero (en este

caso **0.009 mD**), evitando la caída de la presión en las celdas que hacen parte del anillo implementado.

La figura a continuación muestra el anillo de confinamiento aplicado al modelo con la respectiva modificación de la permeabilidad realizada.

Figura 21. Anillo de confinamiento con la permeabilidad en I modificada.



Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

3.7.3 MODIFICACIÓN DE LA POROSIDAD EN EL ANILLO DE CONFINAMIENTO

Similar a la manera como se modificó la permeabilidad en el paso anterior, se cambia el valor inicial de la porosidad del yacimiento exclusivamente en las celdas que hacen parte del anillo de confinamiento, obteniendo que la utilización de valores cercanos a 1 (en este caso **0.9**) mejora el comportamiento de la caída de la presión del yacimiento e incrementa ligeramente el factor de

recobro. Las figuras a continuación corresponden a los resultados obtenidos en las corridas de simulación para diferentes valores de este parámetro evidenciando lo mencionado anteriormente.

Figura 22. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento variando la porosidad del anillo de confinamiento.

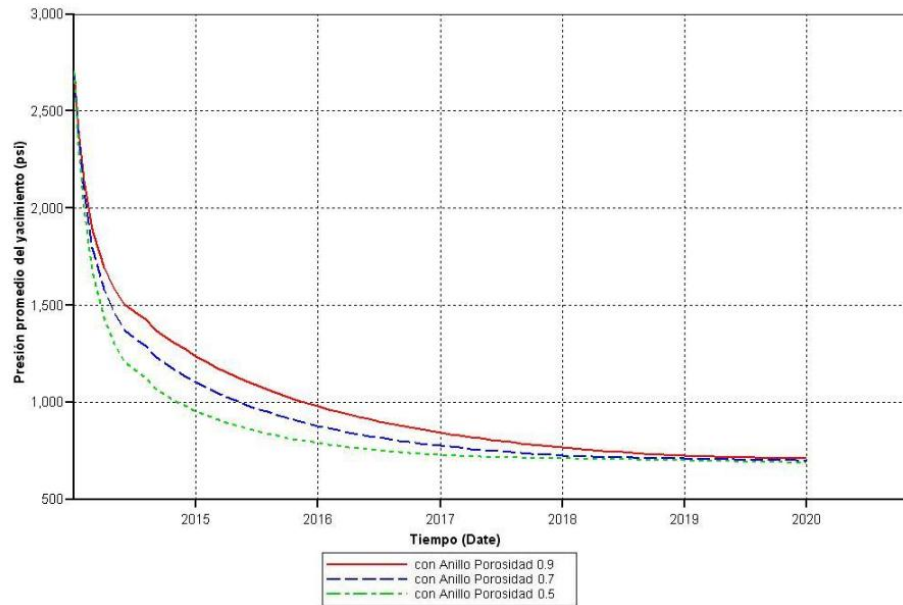
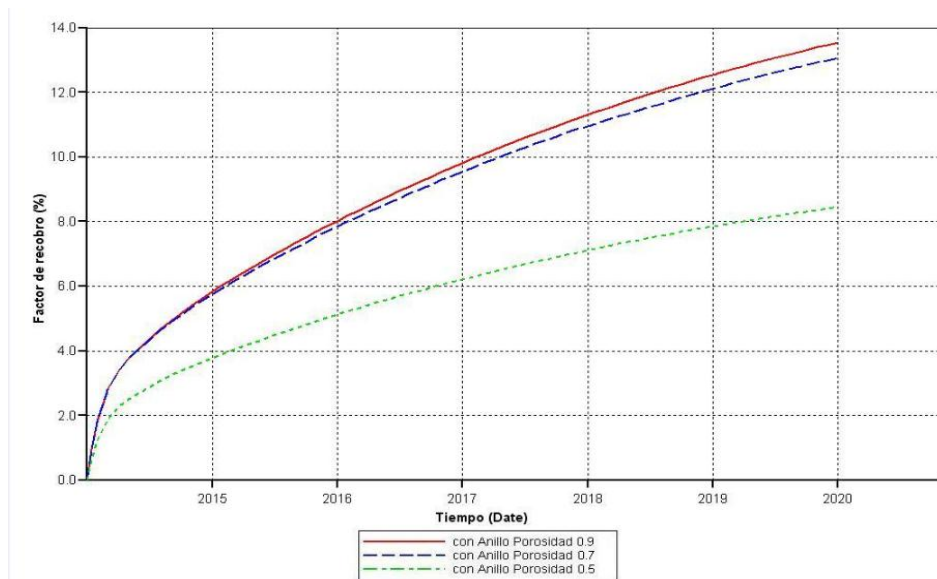
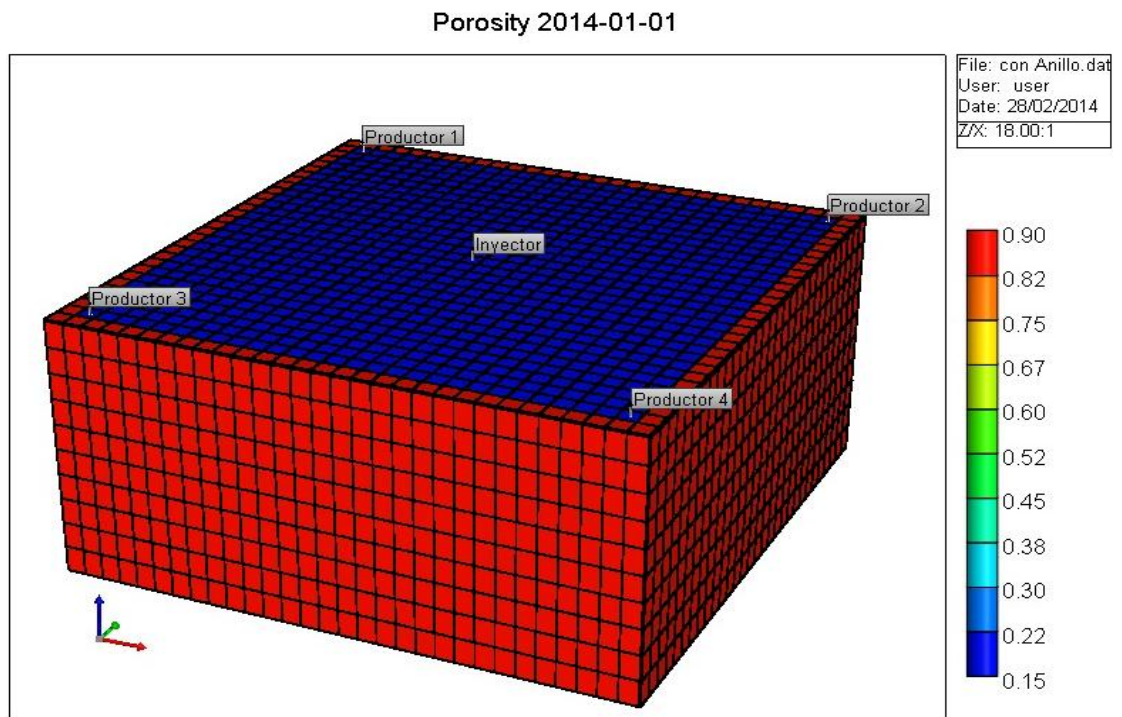


Figura 23. Factor de recobro del piloto variando la porosidad del anillo de confinamiento.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Figura 24. Anillo de confinamiento con la porosidad modificada



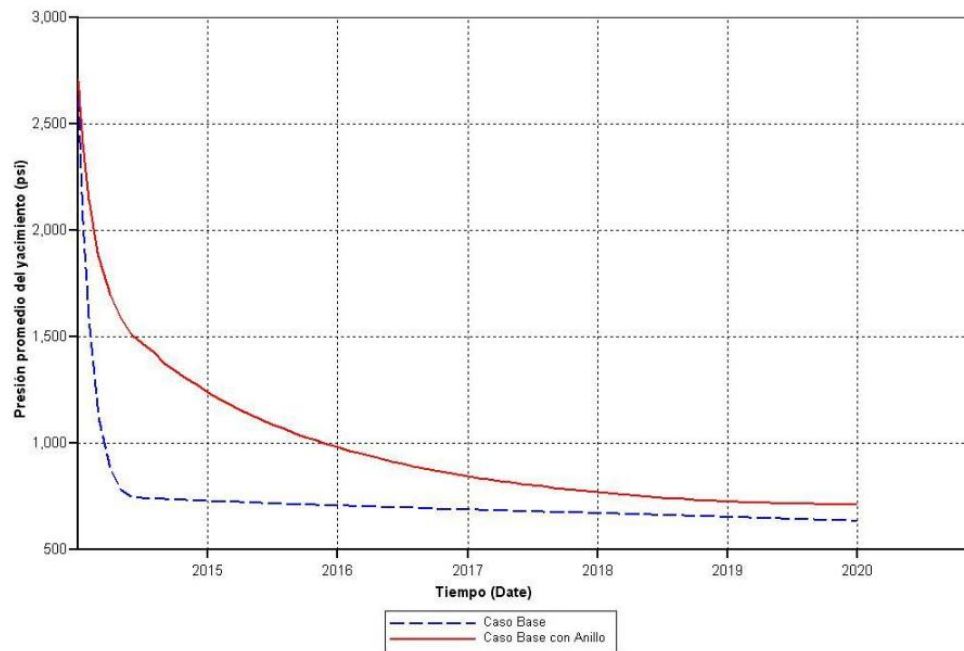
Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

3.7.4 RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ANILLO DE CONFINAMIENTO

Teniendo en cuenta el trabajo realizado con la creación del anillo de confinamiento, se logra suavizar ligeramente la caída de la presión promedio del yacimiento, obteniendo que el resultado no es lo suficientemente favorable para implementar un proceso de inyección de CO_2 miscible debido a que la presión cae muy por debajo de la MMP pocos meses después de haber comenzado la producción del piloto, lo cual no es conveniente para la realización de este tipo de proyectos. Por esto, se estudiará la utilización de otro método que permita sostenerla presión del yacimiento de manera más efectiva.

La siguiente figura muestra una comparación entre la caída de la presión del piloto para el caso base inicial y utilizando el anillo de confinamiento.

Figura 25. Comparación de resultados tras la implementación del anillo de confinamiento.



Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

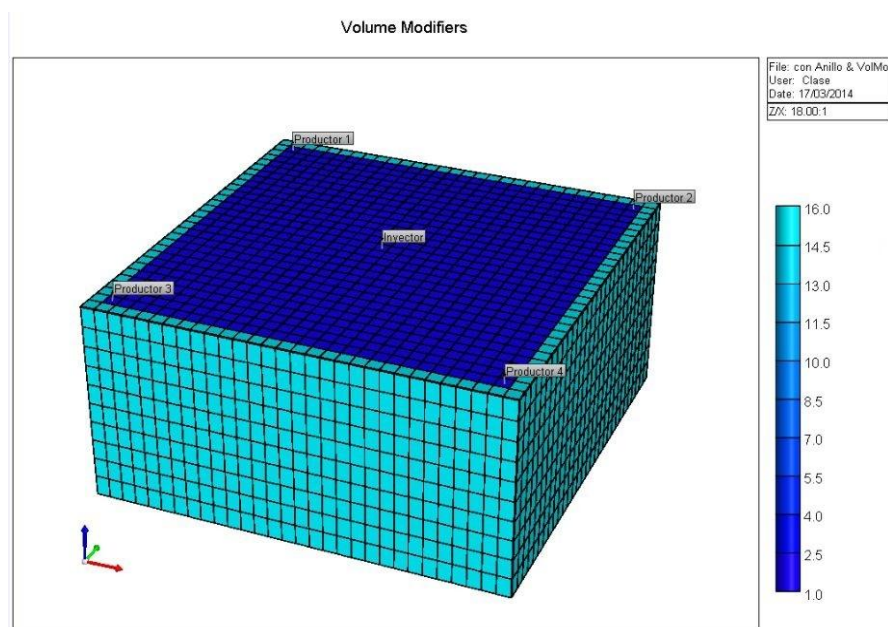
3.7.5 CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN MEDIANTE MODIFICADOR DE VOLUMEN

Debido a que la utilización del anillo de confinamiento no consigue suavizar la caída de la presión lo suficiente, se decide utilizar otra estrategia que combinada con la anterior, permita alcanzar un comportamiento deseado del descenso, teniendo en cuenta que la presión del yacimiento se debe mantener como mínimo 700 [psi] por debajo de la MMP a múltiples contactos (2350 psi) antes de realizar el proceso de inyección de agua.

La herramienta del modificador de volumen o *VolMod* de CMG, permite añadir volumen a las celdas ubicadas en los bordes del piloto logrando que la presión en los límites del modelo no varíe drásticamente cuando el yacimiento es puesto en producción, contribuyendo a la obtención del ajuste deseado para este parámetro.

En la *figura 26* se presenta la distribución del modificador de volumen (*VolMod*) dentro del modelo y el valor utilizado para cada sector.

Figura 26. Valor y distribución del modificador de volumen en el piloto.

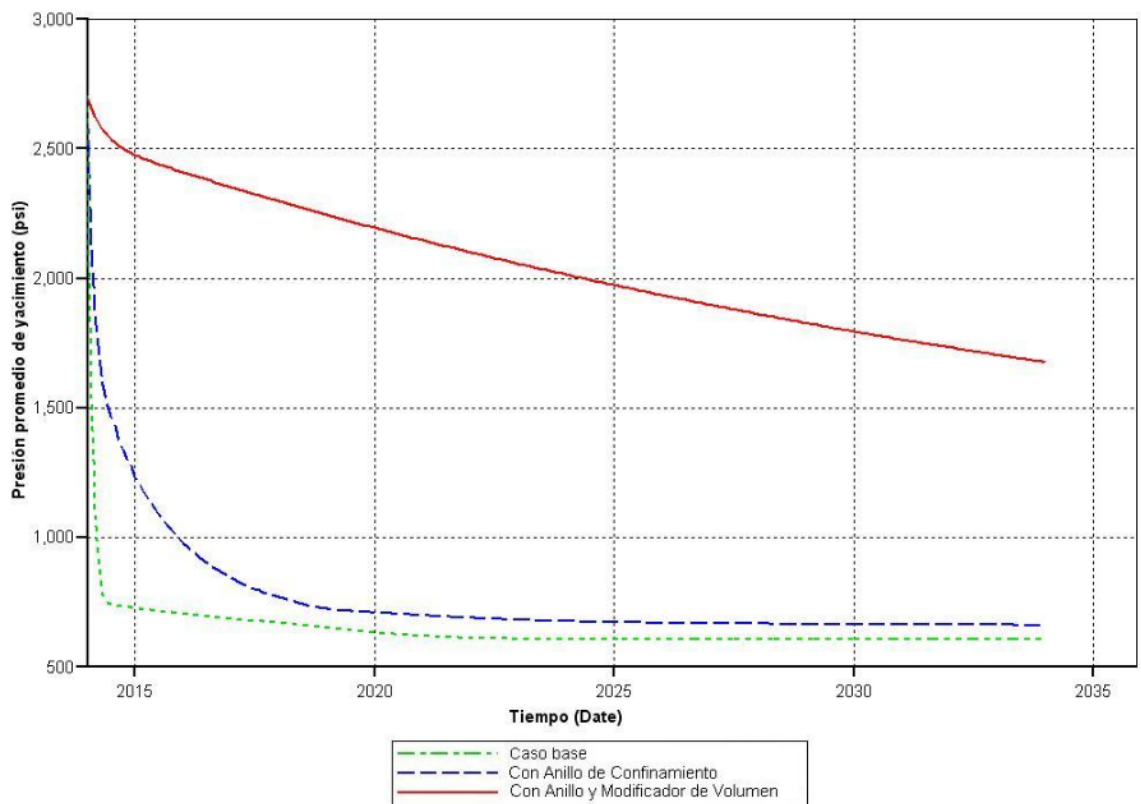


Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

3.7.6 RESULTADOS DE LA UTILIZACIÓN DEL MODIFICADOR DE VOLUMEN

Con la implementación del modificador de volumen se logra ajustar la caída de la presión promedio del yacimiento, obteniendo un comportamiento apropiado para realizar inicialmente la inyección de agua y una vez se crea conveniente, proceder a la utilización del CO₂ para evaluar su efectividad a condiciones miscibles. En la figura a continuación se puede apreciar la comparación entre el descenso de la presión obtenido para los tres casos estudiados cuando el piloto se encuentra bajo producción.

Figura 27. Comparación de resultados tras la implementación del modificador de volumen.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

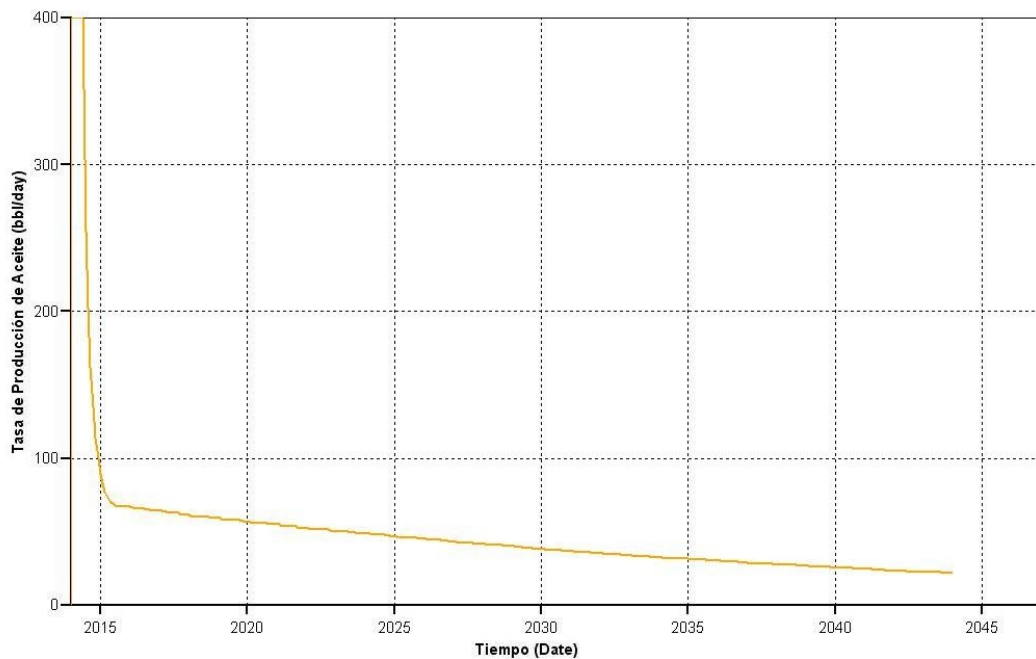
3.8 IMPLEMENTACIÓN DEL RECOBORO SECUNDARIO

Antes de realizar la inyección del CO₂, se decide implementar un proceso de desplazamiento con agua como método de recobro mejorado secundario con el fin de simular el esquema de producción de un campo real en el que generalmente antes de utilizar el dióxido de carbono, se emplea agua permite aumentar representativamente el factor de recobro mediante un desplazamiento inmiscible y de manera más económica. Lo anterior se puede evidenciar en la gran mayoría de proyectos donde se aplica la inyección de CO₂ y particularmente en el antecedente de estudio relacionado con el campo SACROC.

La inyección del gas se realizará en el momento en que la utilización del agua deje de ser efectiva, apreciándose una caída considerable en la tasa de producción de aceite y la estabilización del factor de recobro. El uso del agua en el piloto tiene como beneficio extra ayudar a levantar la presión del yacimiento por encima de la MMP para garantizar las condiciones de miscibilidad cuando se introduzca el CO₂.

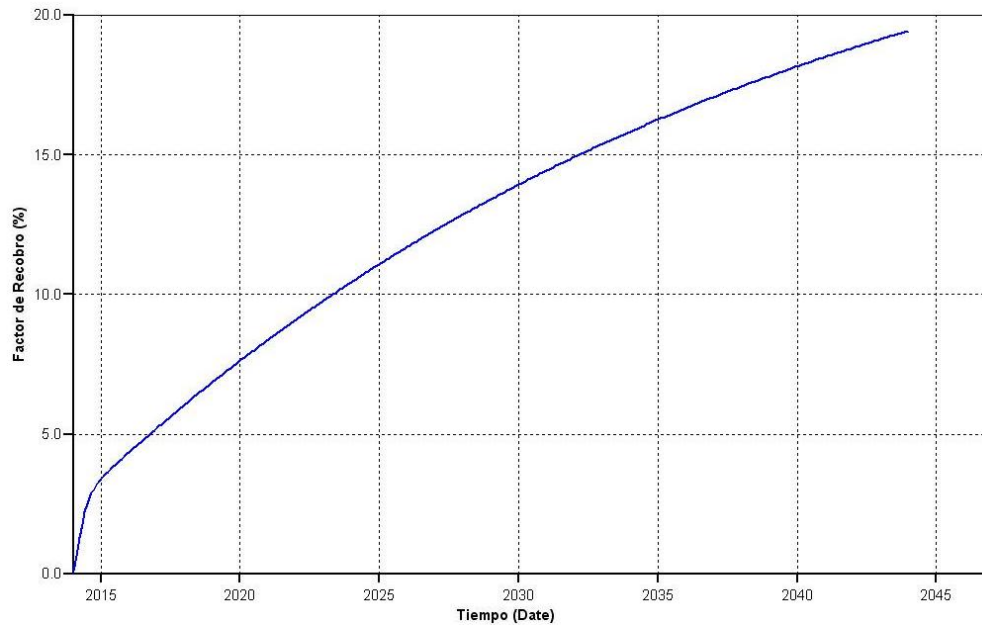
En las figuras a continuación se muestran los resultados para la tasa de producción de aceite, la cual se determinó adecuada con una restricción del STO máximo de 400 [BPD], y el factor de recobro alcanzado mediante producción primaria.

Figura 28. Resultado de la tasa de producción de aceite para la recuperación primaria.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Figura 29.Resultado del factor de recobro para la recuperación primaria.



Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2012.*

En cuanto a los resultados obtenidos para la tasa de aceite se logra identificar que la producción decae rápidamente por debajo de los 100 [BPD] al cabo de un año, por lo que se decide implementar la inyección de agua el **01 de Enero del 2015** con el fin de interrumpir la caída y conseguir un incremento importante en el factor de recobro.

Los valores utilizados para los parámetros que intervienen en la inyección del agua que permitieron aumentar la producción y levantar la presión del yacimiento son:

Tabla 16. Parámetros operacionales para la inyección de agua.

Parámetro	Valor	Unidades
Tasa de producción de aceite máxima, STO	400	BPD
Presión máxima de inyección de agua, BHP	4800	psi
Tasa de inyección de agua máxima, STW	460	BPD

Figura 30. Resultado de la tasa de producción de aceite tras la inyección de agua.

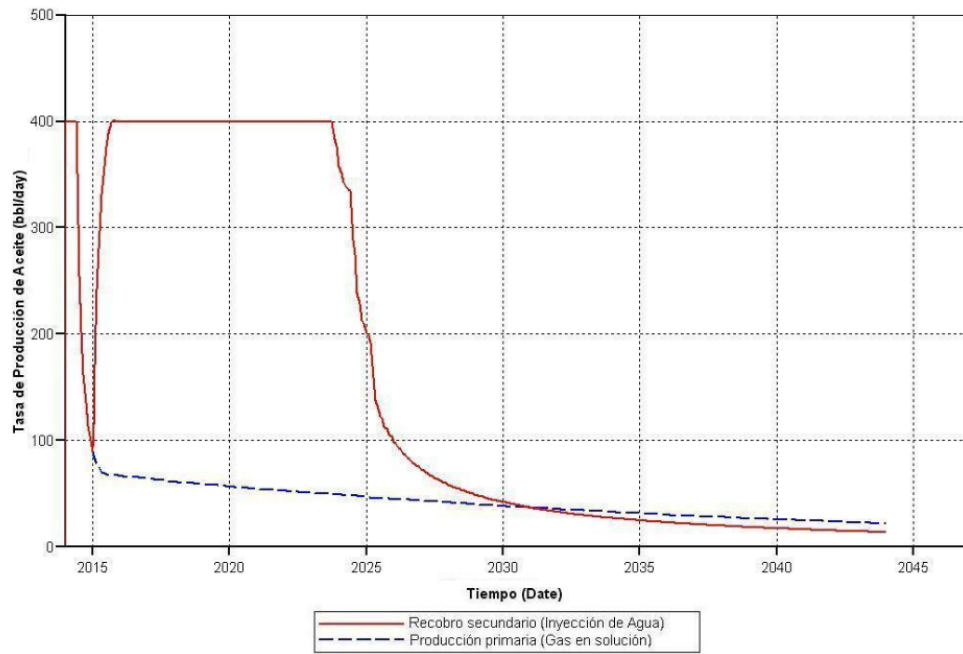
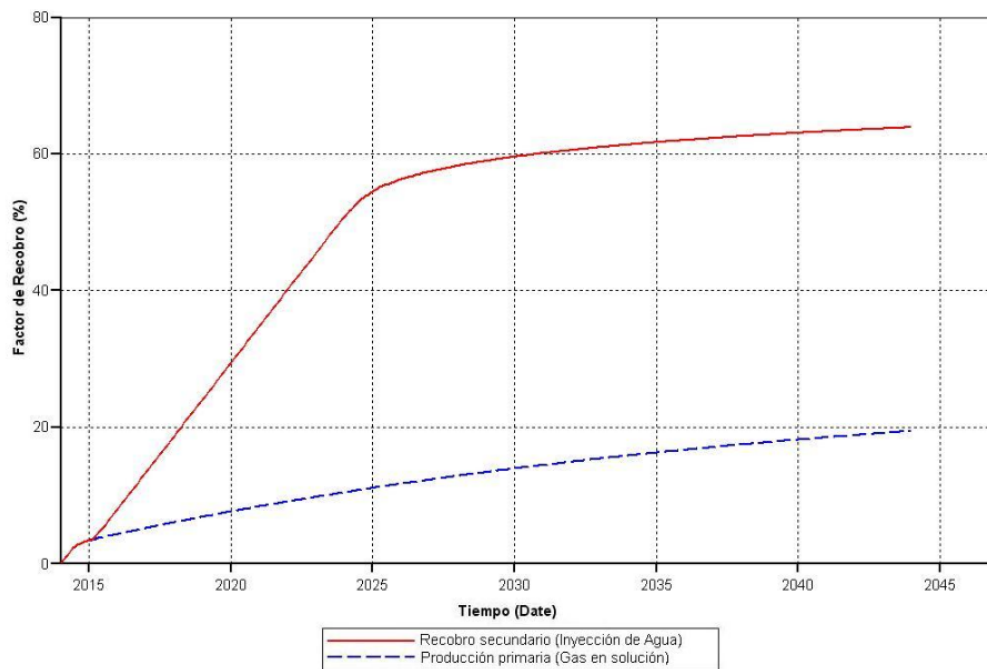


Figura 31. Resultado del factor de recobro tras la inyección de agua.

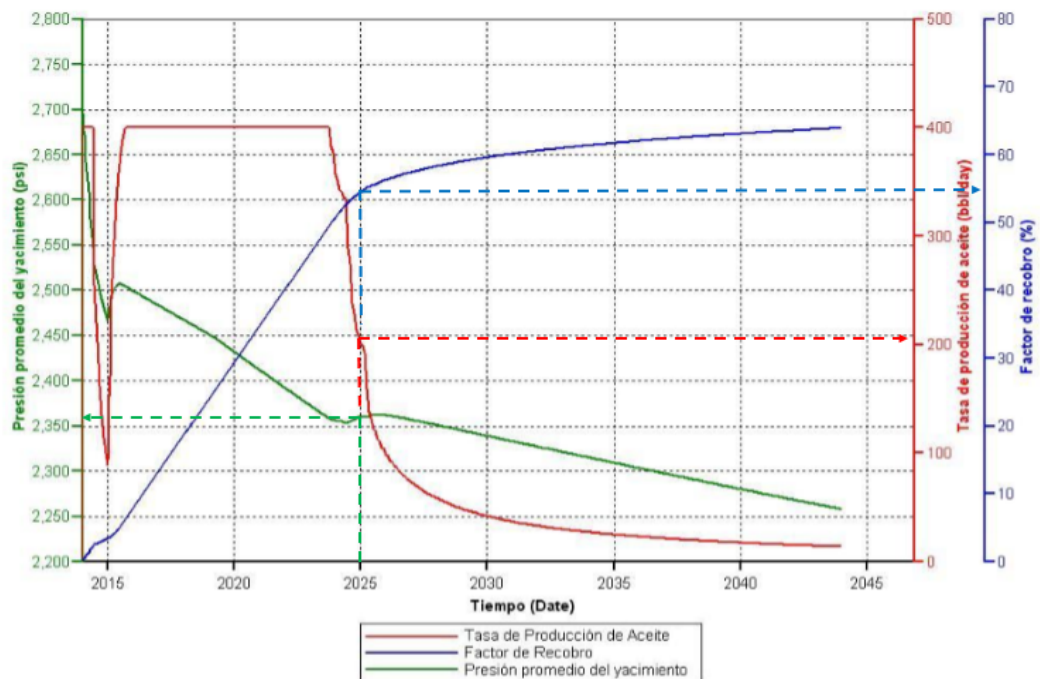


Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Conociendo los resultados tras la inyección del agua (*figura 30 y 31*), se logra determinar que el momento apropiado para implementar la inyección del CO₂ corresponde a la fecha **01 de Enero del año 2025**, basando esta decisión principalmente en tres parámetros:

1. **Tasa de producción de aceite:** En la fecha se puede observar que la tasa de aceite ha decaído a 200 [BPD] con una tendencia a seguir disminuyendo con el paso del tiempo.
2. **Presión promedio del yacimiento:** En este punto la presión del yacimiento se encuentra por encima de la MMP garantizando el desarrollo de la miscibilidad entre el aceite y el gas que va a ser inyectado.
3. **Factor de recobro:** Se puede apreciar que el factor de recobro después de esta fecha no aumenta considerablemente tendiendo a estabilizarse en los próximos años.

Figura 32. Resultados para la tasa de producción de aceite, presión promedio del yacimiento y factor de recobro tras la inyección de agua.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE CO₂

El principal objetivo de la realización de un análisis de sensibilidad a los parámetros operacionales y de yacimiento que hacen parte del diseño y desarrollo de un proceso de inyección continua de CO₂ es determinar la influencia y el grado de afectación que ciertas variables independientes presentan sobre otras variables en estudio denominadas funciones objetivo, las cuales están vinculadas con la efectividad y el comportamiento general de la técnica implementada, con el fin de evaluar de manera más profunda el funcionamiento de este tipo de procesos permitiendo mejorar su comprensión.

En cuanto a la inyección de CO₂, el análisis de sensibilidad toma gran importancia al momento de determinar el volumen del gas a utilizar y las condiciones a las cuales se va a realizar la inyección, para de esta manera presentar un escenario de producción que permita obtener resultados favorables.

4.1 METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad se tiene en cuenta la metodología propuesta a continuación:

1. Selección del caso base.
2. Selección de los parámetros a sensibilizar.
3. Selección de las funciones objetivo.
4. Determinación de los valores críticos (máximos y mínimos) de las variables independientes.
5. Análisis de la incidencia de las variables independientes sobre los resultados de las funciones objetivo.

4.1.1 SELECCIÓN DEL CASO BASE

Para iniciar el análisis de sensibilidad se debe identificar el caso base al cual se le realizarán diferentes pruebas en las que se modifican los valores de los parámetros operacionales del proceso para poder observar la respuesta de las funciones objetivo ante las variaciones. Para este objetivo del proyecto se toma en cuenta el modelo que se obtiene al finalizar la recuperación secundaria, del cual luego de estudiar el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, la tasa de producción de aceite y el factor de recobro, se concluye que el momento apropiado para realizar la inyección del CO₂ corresponde al inicio del año 2025.

4.1.2 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS A SENSIBILIZAR

Con respecto a la selección de los parámetros operacionales que influyen en mayor grado el proceso de recobro utilizando CO₂ se logran identificar los siguientes:

- La presión de inyección del CO₂.
- La tasa de inyección de CO₂.

4.1.3 SELECCIÓN DE LAS FUNCIONES OBJETIVO

Las funciones objetivo seleccionadas sobre las que se desea conocer la incidencia de los parámetros operacionales mencionados anteriormente son:

- Tasa de producción de aceite.
- Presión promedio del yacimiento durante la inyección.
- Factor de recobro de aceite.

4.1.4 DETERMINACIÓN DE LOS VALORES CRÍTICOS DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES

Esta sección de la metodología se realiza de manera experimental revisando el comportamiento de las funciones objetivo ante la variación de los valores asignados para las variables independientes dentro de un rango específico con el fin de proponer un escenario de producción efectivo para el piloto en desarrollo.

4.1.5 ANÁLISIS DE LA INCIDENCIA DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES SOBRE LOS RESULTADOS DE LAS FUNCIONES OBJETIVO

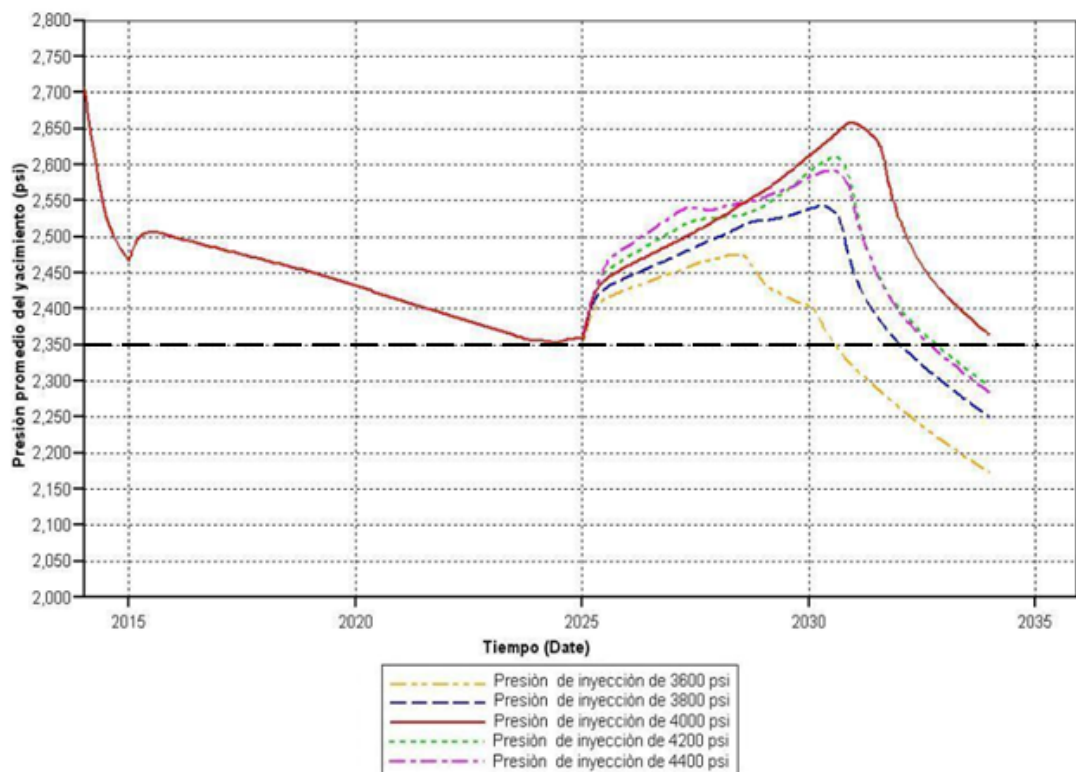
Finalmente se lleva a cabo el análisis de los resultados obtenidos en donde se puede apreciar la respuesta y el comportamiento de las funciones objetivo para los rangos de valores propuestos a cada una de los parámetros independientes permitiendo determinar el porqué de la selección de un único valor considerado apropiado para la presión y la tasa de inyección del gas.

4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL A LA PRESIÓN DE INYECCIÓN

El control de la presión de inyección del gas en un proceso de recuperación con CO₂ tiene como objetivo principal ayudar a garantizar las condiciones de miscibilidad del desplazamiento a través del mantenimiento de la presión promedio del yacimiento por encima de la MMP durante la duración total del proceso.

La figura a continuación muestra el comportamiento de la presión del yacimiento cuando se utilizan diferentes valores para la presión de inyección del CO₂. Para realizar esta sección del análisis de sensibilidad se utilizó una tasa de inyección de referencia de 2 millones de pies cúbicos por día.

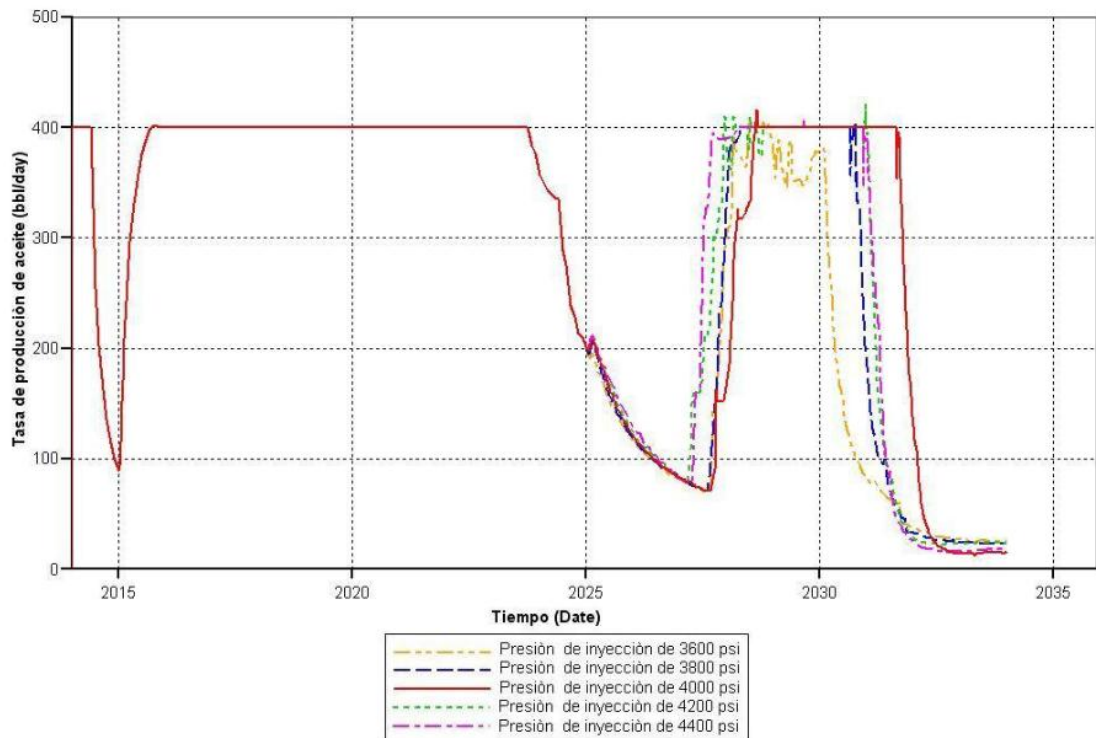
Figura 33. Presión promedio del yacimiento variando la presión de inyección del gas.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

En este caso se aprecia que la presión promedio del yacimiento se mantiene por encima de la MMP durante la duración total del proceso cuando se utiliza una presión de inyección de 4000 [psi]. Una vez verificada la primera función objetivo de interés, se procede a revisar el comportamiento de la tasa de producción de aceite.

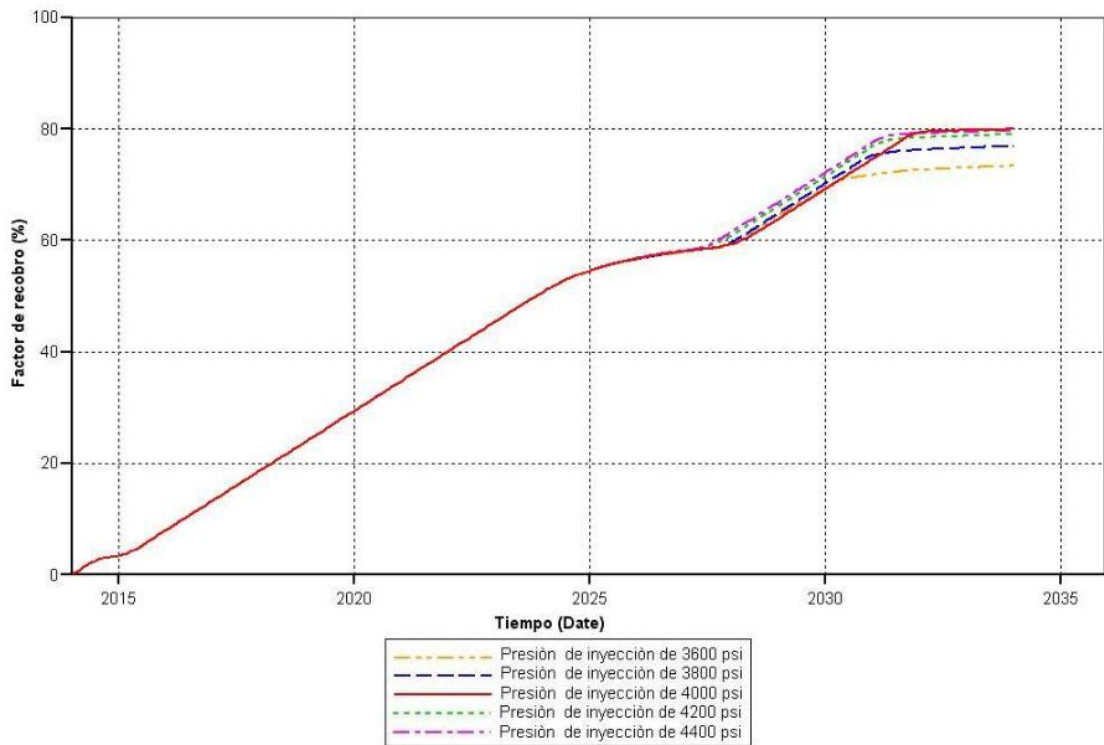
Figura 34. Tasa de producción de aceite variando la presión de inyección del gas.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Se puede observar que las presiones de inyección de 4000, 4200 y 4400 [psi] logran obtener un comportamiento muy similar para la tasa de producción de aceite mostrándola más estable y de manera más prolongada en comparación con las otras presiones propuestas. Finalmente se analiza la respuesta del factor de recobro ante la variación de la presión de inyección del gas, el cual será el criterio definitivo que fijará el valor a utilizar para el parámetro en sensibilización.

Figura 35.Factor de recobro variando la presión de inyección del gas.



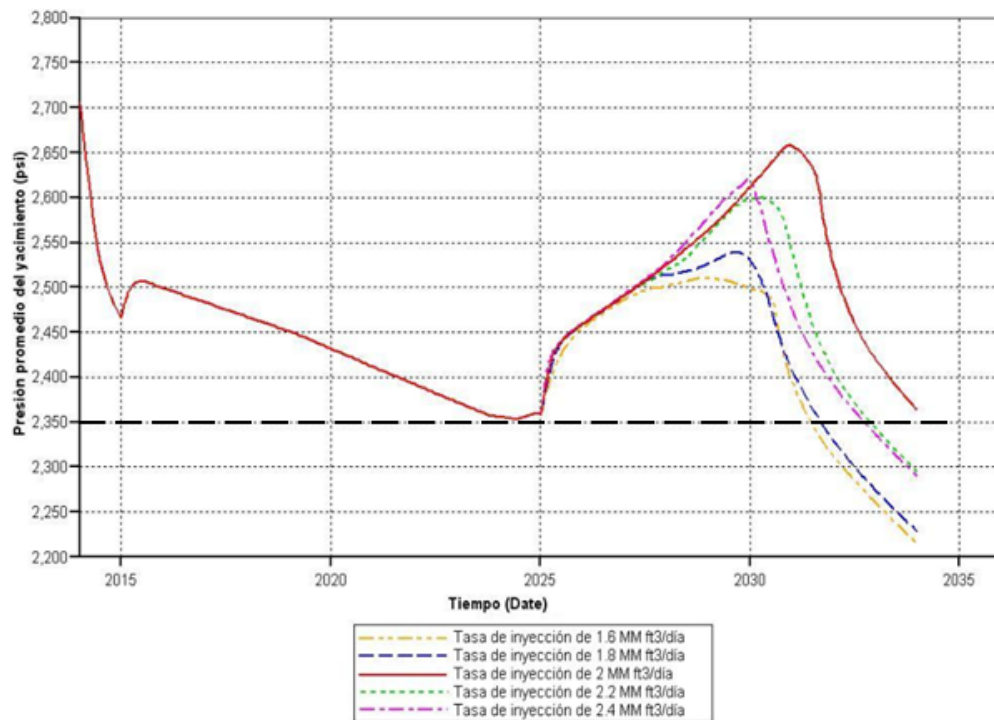
Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

El sostenimiento de la presión promedio del yacimiento por encima de la MMP junto con el comportamiento estable y prolongado de la tasa de producción de aceite hacen que la presión de inyección de **4000 [psi]** consiga el mayor factor de recobro como se puede evidenciar en la *figura 35*. Con esto queda definido el valor de la presión de inyección del CO₂ a utilizar en el desarrollo del proyecto.

4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONVENCIONAL A LA TASA DE INYECCIÓN

Una vez definida la presión a la cual se va a efectuar la inyección del CO₂, se procede a realizar el análisis de sensibilidad de los volúmenes del gas a utilizar teniendo en cuenta los resultados obtenidos para los tres parámetros estudiados anteriormente cuando se varían los valores de la tasa de inyección del gas.

Figura 36. Presión promedio del yacimiento variando la tasa de inyección del gas.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Figura 37. Tasa de producción de aceite variando la tasa de inyección del gas.

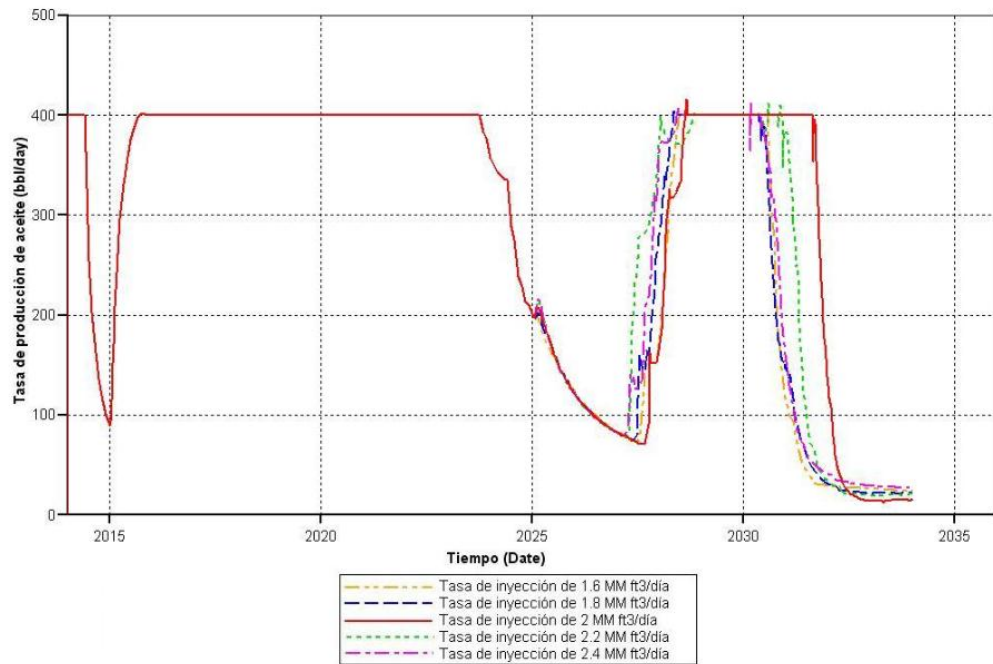
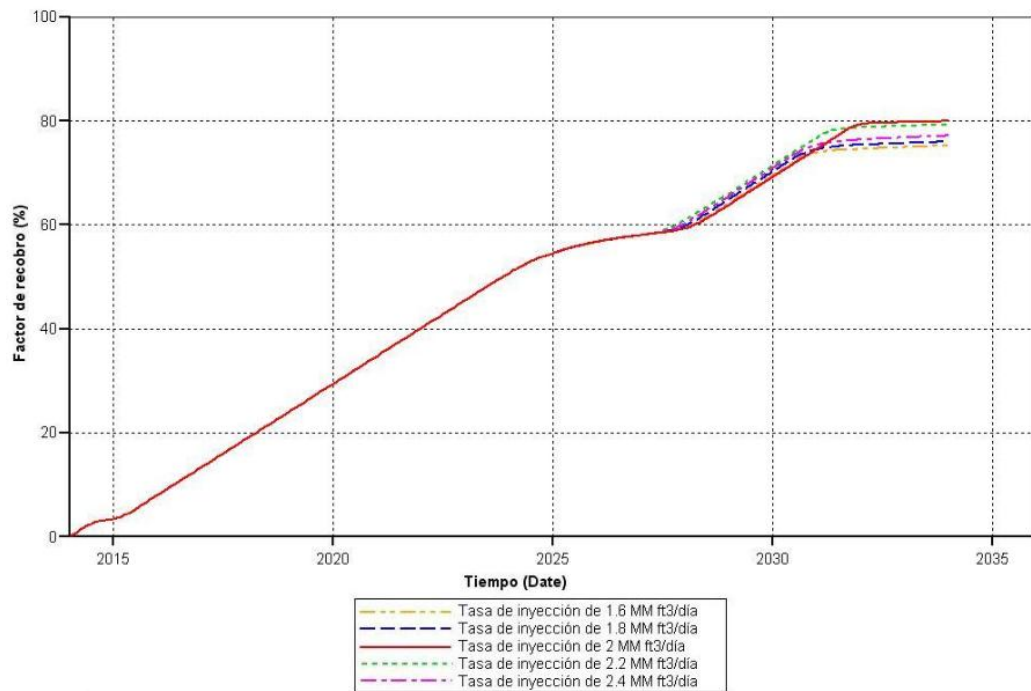


Figura 38. Factor de recobro variando la tasa de inyección del gas.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

4.3.1 DISCUSIÓN DE RESULTADOS - SENSIBILIDAD A LA TASA DE INYECCIÓN

Como se puede apreciar en las *figuras 36, 37 y 38* mostradas anteriormente, el comportamiento de los tres parámetros estudiados es muy similar al evidenciado cuando se variaba la presión de inyección del gas. Para este caso, se logra determinar que la tasa de inyección que presenta un mejor desempeño en el piloto es de **2 MM Pies³/día** basando esta decisión principalmente en los siguientes puntos:

La tasa definida permite mantener la presión promedio del yacimiento por encima de la MMP garantizando la miscibilidad de los fluidos durante el desplazamiento en la totalidad del tiempo en el que se usa el CO₂.

La tasa de producción de aceite se muestra más estable, extendiéndose por una mayor cantidad de tiempo en comparación con el comportamiento obtenido con las otras tasas de inyección, haciendo de la misma manera que el factor de recobro se presente más alto, superando incluso los casos en los que se inyecta una mayor cantidad de gas.

De acuerdo a los resultados obtenidos con el análisis de sensibilidad convencional realizado a dos de los parámetros operacionales más influyentes en el proceso con CO₂, se logra determinar un escenario de inyección efectivo para el piloto, compuesto por los valores que se aprecian en la *tabla 17*.

Por otra parte, se define la fecha de finalización del proyecto en la que se da por terminada la inyección del CO₂ el **01 de Enero del año 2032**.

Tabla 17. Parámetros de inyección propuestos para el proceso de recuperación con CO₂.

Parámetro	Valor	Unidades
Presión máxima de inyección	4000	psi
Tasa máxima de inyección	2'000.000	pies ³ /día
Tiempo total de inyección	7	años
Volumen total de CO2 inyectado	5.110'000.000	pies ³

4.3.2 BALANCE DE MASA PARA EL VOLUMEN DE CO₂ INYECTADO

Para poder realizar el balance de masa del volumen de CO₂ inyectado es necesario conocer el volumen específico tanto en superficie como en el yacimiento, de esta forma se puede cuantificar la cantidad del gas que se requiere en superficie para ocupar 1 [Barril] en fondo.

1. *Cálculo del volumen específico del CO₂ en superficie (Se suponen condiciones estándar):*

- Densidad del CO₂ a condiciones estándar:
 $\rho = 0,1166$ [Libras/pie³]
- Volumen específico del CO₂ a condiciones estándar:
 $v = 8,5763$ [Pies³/libra]

2. *Cálculo del volumen específico del CO₂ a condiciones de yacimiento:*

Para realizar este cálculo se utiliza la ecuación de Van der Waals para gases reales¹⁶.

$$\left(P + \frac{a}{\bar{V}^2}\right) * (\bar{V} - b) = RT$$

Donde

P: Presión a la cual está sometida el gas. [Atmósferas]

\bar{V} : Es el volumen molar. [Litros/mol]

R: Constante universal de los gases. 0,0820[Atm/(mol*°K)]

T: Temperatura de exposición del gas . [°K]

a y *b* son constantes que dependen de la sustancia, para el CO₂ sus respectivos valores son:

$$a = 3,58904 \text{ [(Litros}^2\text{*Atm)/mol]}$$

$$b = 0,04267 \text{ [Litros/mol]}$$

¹⁶QUIMICA GENERAL, Décima edición, **RAYMOND CHANG**. WILLIAMS COLLEGE, Capítulo 11, 2010

Se tiene una presión promedio de yacimiento aproximada de 2350 [psi] equivalente a **159,92 [Atmósferas]** y una temperatura de la formación de 186 [°F] la cual corresponde a **358,71 [K]**. Teniendo en cuenta los valores mencionados se puede aplicar la ecuación de Van der Waals de la siguiente manera:

$$\left(159,92 + \frac{3,58904}{\bar{U}^2}\right) * (\bar{U} - 0,04267) = (0,0820 * 358,71)$$

Resolviendo la ecuación para encontrar el valor de \bar{U} se obtiene:

$$\bar{U} = 0,097 \text{ [Litros/mol]}$$

Entonces el volumen específico a condiciones de yacimiento es:

$$v = 0,0352 \text{ [Pies}^3\text{/libra]}$$

El cual también se puede expresar en unidades más convenientes para el cálculo:

$$v = 0,0063 \text{ [Barriles/libra]}$$

3. *Por lo tanto la cantidad de masa necesaria para ocupar el espacio de (1) barril en fondo es:*

$$\frac{1 \text{ Barril}}{0,0063 \left(\frac{\text{Barriles}}{\text{Libra}}\right)} = 158,73[\text{libras}]$$

4. *Se puede calcular la cantidad de CO₂ a inyectar en superficie basándose en la masa necesaria para ocupar (1) barril en fondo, así:*

$$158,73 \left[\frac{\text{Libras}}{\text{Barril en fondo}}\right] * 8,576 \left[\frac{\text{Pies}^3 \text{ en superficie}}{\text{Libra}}\right] = 1361,268 \left[\frac{\text{Pies}^3 \text{ en superficies}}{\text{Barril en fondo}}\right]$$

5. *Por lo tanto cabe afirmar que para poder ocupar un volumen equivalente a (1) barril en fondo con CO₂ se necesitan en teoría **1361,268 [Pies³]** o también dependiendo de las unidades que se utilicen **0,070 [Toneladas]** del gas.*

4.4 RESULTADOS DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE CO₂ MISCIBLE

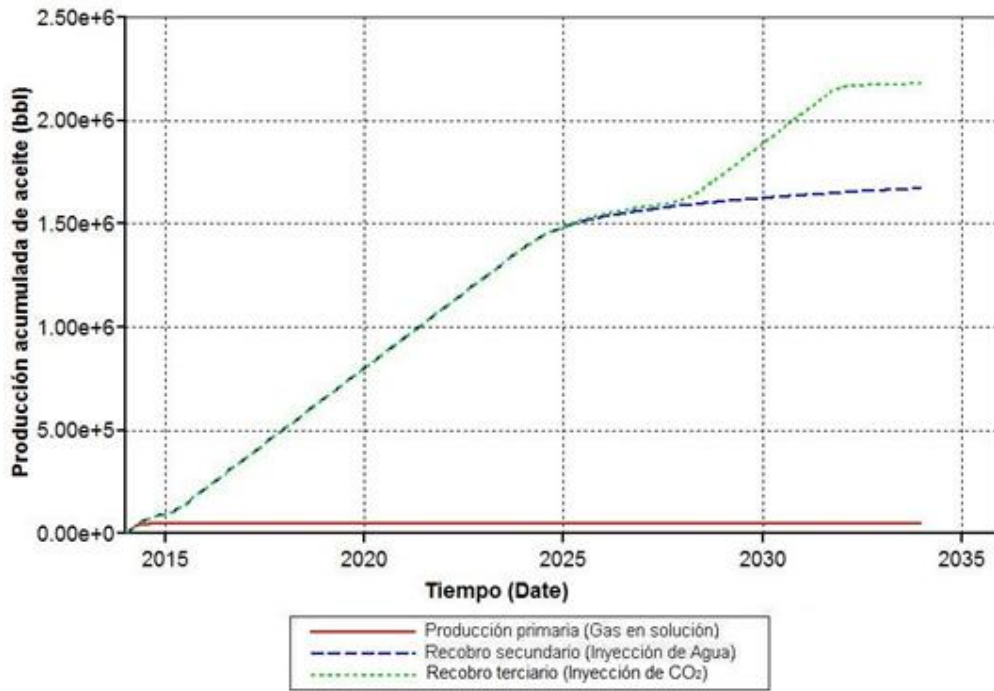
Luego de la realización del análisis de sensibilidad convencional, se procede con la visualización y evaluación de los resultados obtenidos para los diferentes métodos de producción utilizados, partiendo desde la recuperación primaria hasta la aplicación de los métodos de recobro secundario y terciario. En esta sección se analiza principalmente el desempeño de cada una de las técnicas implementadas en el modelo teniendo en cuenta los parámetros que dan un índice de la efectividad de las mismas como lo son la producción acumulada de aceite y el factor de recobro final.

4.4.1 RELACIÓN GAS INYECTADO VS PRODUCCIÓN DE ACEITE INCREMENTAL

Teniendo en cuenta los resultados mostrados en la *figura 39* se puede apreciar que la producción acumulada de aceite para el proceso de recuperación secundaria con agua hasta el año 2032 sería de **1'651.420 [Bbl]**. Para esa misma fecha incluyendo desde el año 2025 la implementación de CO₂ se logró una producción acumulada de aceite de **2'161.541 [Bbl]**.

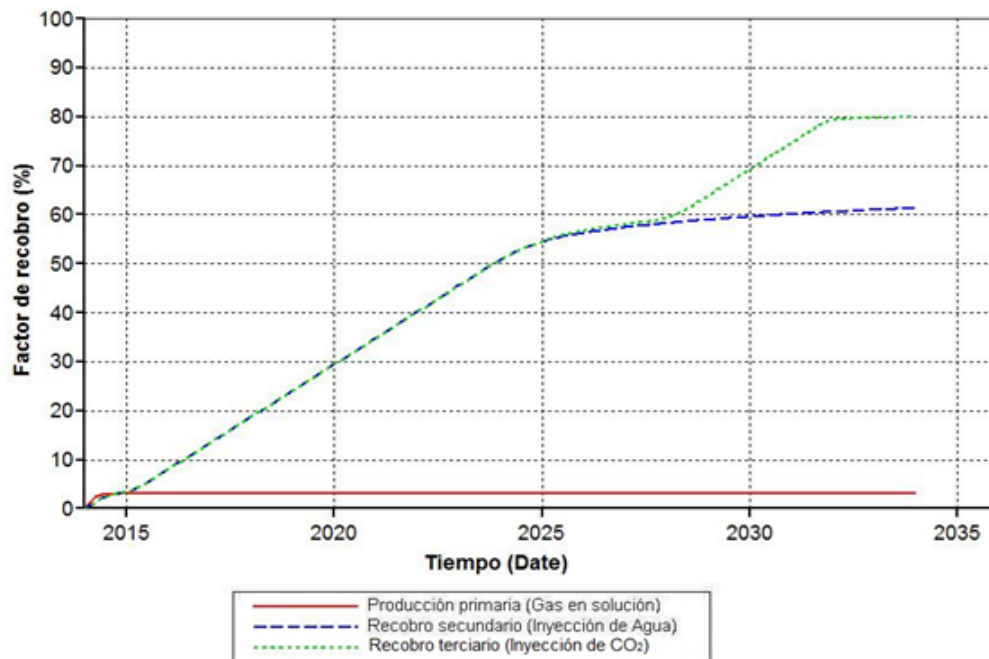
Basados en la producción incremental de **510.121 [Bbl]** obtenida con la inyección del gas y tomando en cuenta el volumen total de CO₂ inyectado, el cual se muestra en la *tabla 17*, se puede llegar a la relación de **10.001 [pies³/Barril incremental de aceite]**.

Figura 39. Producción acumulada de aceite para las diferentes técnicas utilizadas.



Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Figura 40. Factor de recobro final para los diferentes métodos de producción.

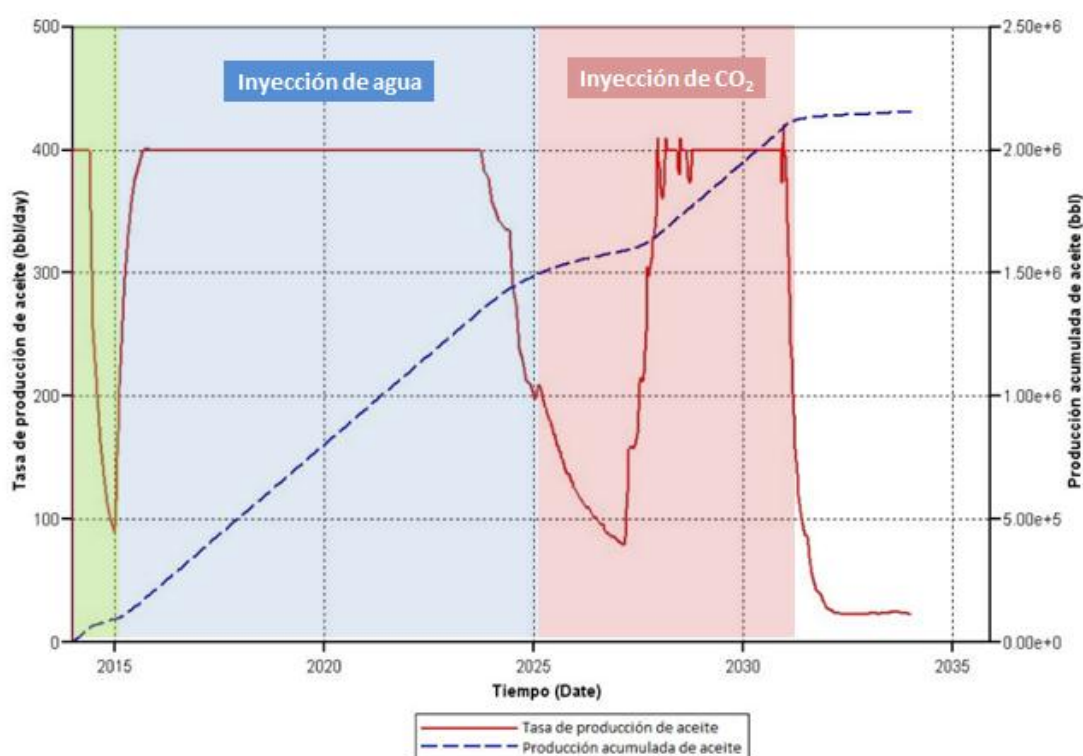


Fuente: Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Finalmente en la *figura 41* se muestra la evolución de la producción de aceite en el piloto desde el comienzo del proyecto cuando se inicia la recuperación primaria, pasando por la utilización del agua como método de recobro mejorado secundario, hasta la implementación del proceso de inyección continua de CO₂ para culminar.

Cabe resaltar que los límites donde se suspenden cada uno de los procesos implementados corresponden a los momentos en que la producción de aceite disminuye drásticamente provocando una estabilización en el factor de recobro, considerándose tanto técnica como económicamente inviable su continuación.

Figura 41. Evolución de la producción de aceite con el paso del tiempo.



Fuente: Modificado de Computer Modeling Group. GEM, 2012.

Tabla 18. Resultados de los métodos de producción utilizados en el piloto.

Método de Recuperación	Producción acumulada incremental [bbl]	Factor de recobro incremental [%]
Producción Primaria	92.725	3,40
Inyección de Agua	1'393.593	51,12
Inyección de CO₂	675.223	24,77
Global	2'161.541	79,29

4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO CON CMOST

Para esta sección del proyecto se utiliza la herramienta estadística CMOST de la compañía CMG, la cual permite realizar labores indispensables de la ingeniería de yacimientos entre las que se encuentran el análisis de sensibilidad de parámetros, el ajuste de datos históricos de campo, la optimización de procesos y la evaluación de incertidumbre, que complementan y profundizan el desarrollo de cualquier trabajo de investigación.

Con el análisis de sensibilidad asistido se modifican los valores de los parámetros operacionales y de yacimiento seleccionados con el fin estudiar su influencia directa sobre cada una de las variables consideradas relevantes al momento de evaluar la efectividad de un proceso de inyección continua de CO₂.

4.5.1 SELECCIÓN DEL CASO BASE CON CMOST

El caso base a utilizar en esta ocasión es el obtenido del análisis de sensibilidad convencional donde se definen los parámetros que regirán la inyección del gas, compuesta por una tasa de 2'000.000 de pies cúbicos por día y a una presión de 4000 [psi]. La inyección del CO₂ se realiza en el año 2025 cuando el piloto ya ha producido previamente por gas en solución y por desplazamiento con agua.

4.5.2 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS A SENSIBILIZAR EN CMOST

Los parámetros a sensibilizar y su respectiva nomenclatura en la herramienta CMOST se presentan a continuación:

1. Presión inicial de yacimiento [*REPRES*].
2. Permeabilidad vertical [*PERMVER*] y horizontal [*PERMHOR*].
3. Espesor productor [*THICK*].
4. Presión máxima de inyección [*BHPMAX*].
5. Tasa máxima de inyección del gas [*STGMAX*].

4.5.3 SELECCIÓN DE LAS FUNCIONES OBJETIVO EN CMOST

Se estudia la incidencia de los parámetros ya mencionados sobre las siguientes variables dependientes:

- Presión promedio del yacimiento.
- Producción acumulada de aceite.
- Tasa de producción de aceite.
- Factor de recobro.

4.5.4 DEFINICIÓN DE LOS VALORES CRÍTICOS EN CMOST

La tabla a continuación contiene los valores máximos y mínimos entre los que se encuentran las variables independientes a sensibilizar.

Tabla 19. Valor máximo y mínimo de las variables independientes en CMOST.

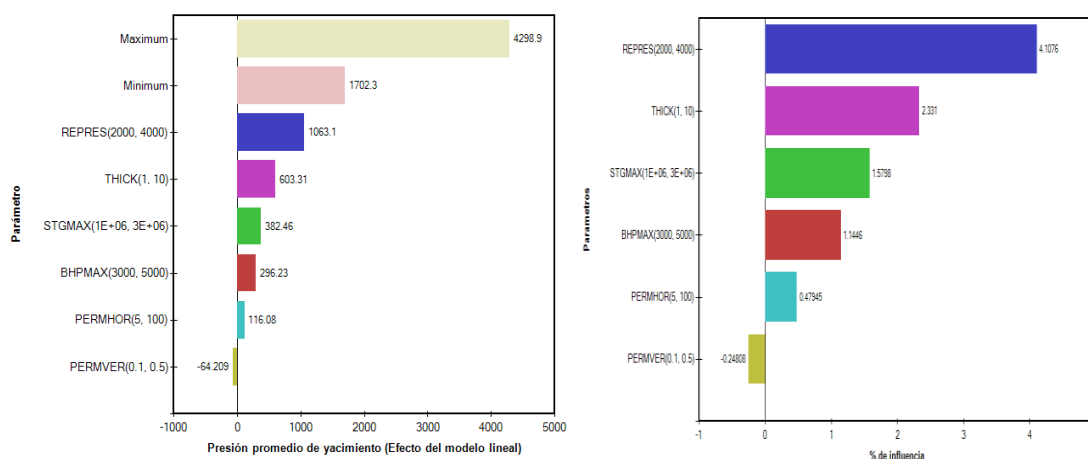
Variable	Valor actual	Valor mínimo	Valor máximo
<i>REPRES</i> [psi]	2700	2000	4000
<i>PERMHOR</i> [mD]	15	5	100
<i>PERMVER</i> [mD]	0,2 * <i>PERMHOR</i>	0,1 * <i>PERMHOR</i>	0,5 * <i>PERMHOR</i>
<i>THICK</i> [pies]	40	10	100
<i>BHPMAX</i> [psi]	4000	3000	5000
<i>STGMAX</i> [pies ³ /día]	2'000.000	1'000.000	3'000.000

4.5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SENSIBILIDAD ASISTIDA CON CMOST

El estudio de la incidencia de los parámetros independientes se realiza sobre cada una de las funciones objetivo por separado con el fin de que se examinen sus efectos de manera técnicamente objetiva.

4.5.5.1 PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO

Figura 42. Diagramas tornado sobre la incidencia en la presión promedio del yacimiento.



Fuente: Computer Modeling Group. CMOST, 2012.

La importancia del estudio del comportamiento de la presión promedio del yacimiento en un proceso de recuperación con CO₂ radica principalmente en que este parámetro determina las condiciones de miscibilidad de los fluidos a lo largo del desplazamiento.

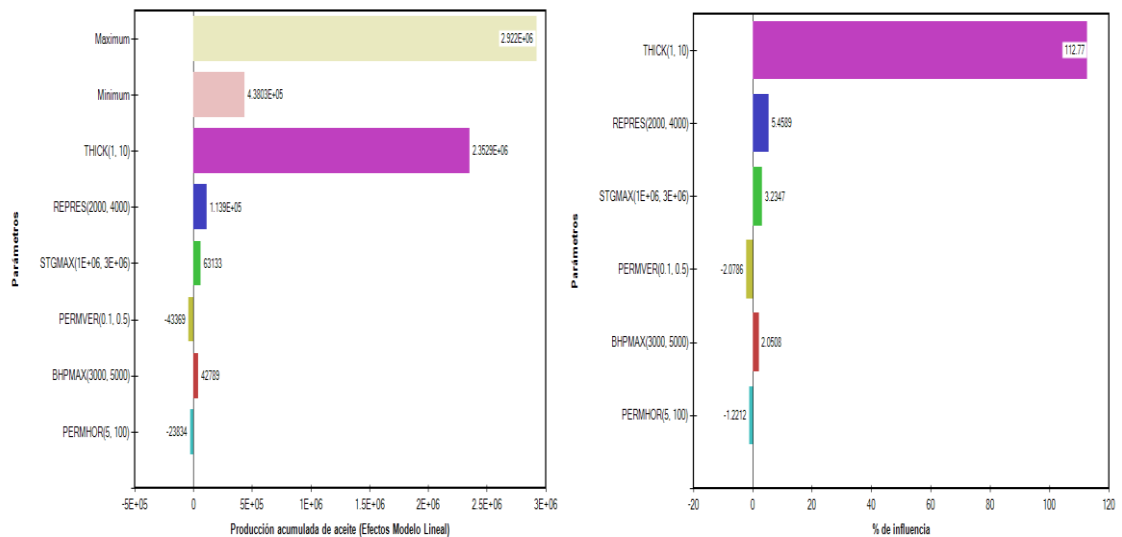
Claramente se puede evidenciar en los diagramas anteriores que el parámetro que más incide sobre esta propiedad es la presión original de yacimiento, ya que la manera en que se comporte la presión promedio depende directamente de la inicial. Además de esto se puede apreciar que la función se ve influenciada favorablemente por los espesores de mayor tamaño, reflejando un

incremento en la cantidad de aceite haciendo que la caída de la presión del yacimiento se dé de manera más gradual.

En resumen se puede afirmar que los parámetros que contribuyen al sostenimiento de la presión promedio son las altas presiones iniciales de yacimiento combinadas con espesores de formación de mayor tamaño y altas tasas y presiones de inyección del gas.

4.5.5.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE

Figura 43. Diagramas tornado sobre la incidencia en la producción acumulada de aceite.



Fuente: Computer Modeling Group. CMOST, 2012.

Con base en la *figura 43* se puede observar que la producción acumulada de aceite depende mayoritariamente del tamaño del espesor de la formación, el cual al ser más grande albergará mayores volúmenes de aceite disponibles para la extracción.

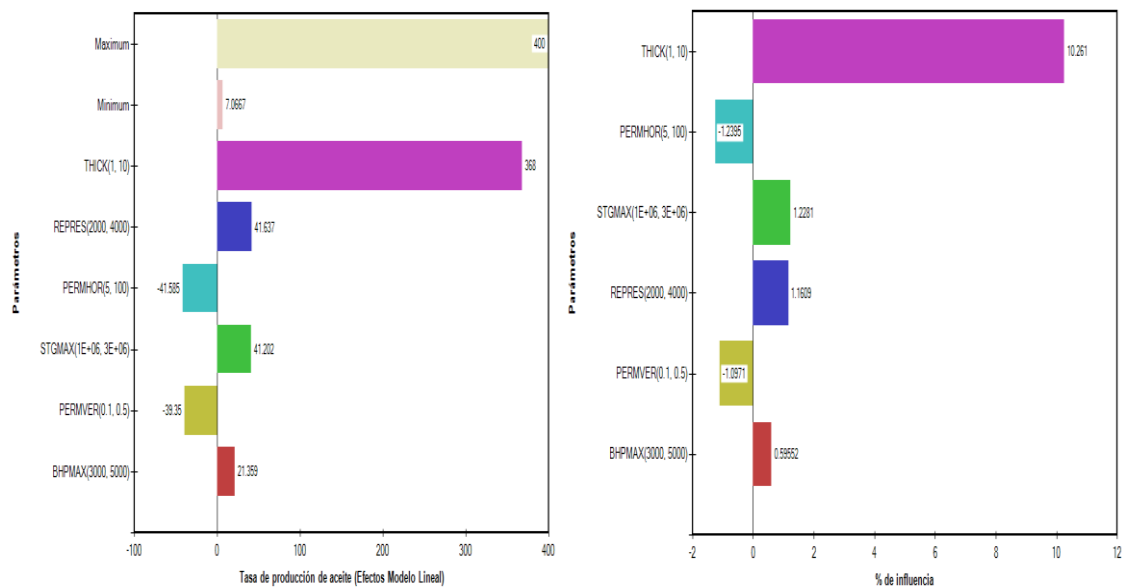
El segundo parámetro que afecta en menor proporción la propiedad en estudio son las altas presiones iniciales, las cuales proveerán de mayor energía al yacimiento favoreciendo la producción y permitirán el desarrollo de la

miscibilidad entre los fluidos, mejorando el desplazamiento del crudo hacia las zonas de extracción.

Grandes volúmenes de inyección del gas combinados con bajas permeabilidades verticales permiten un empuje más uniforme del CO₂ ya que al dificultar el flujo vertical, el desplazamiento de los fluidos se hace de manera horizontal conduciéndolos de manera más efectiva desde el punto de inyección hacia los pozos productores.

4.5.5.3 TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE

Figura 44. Diagramas tornado sobre la incidencia en la tasa de producción de aceite.



Fuente: Computer Modeling Group. CMOST, 2012.

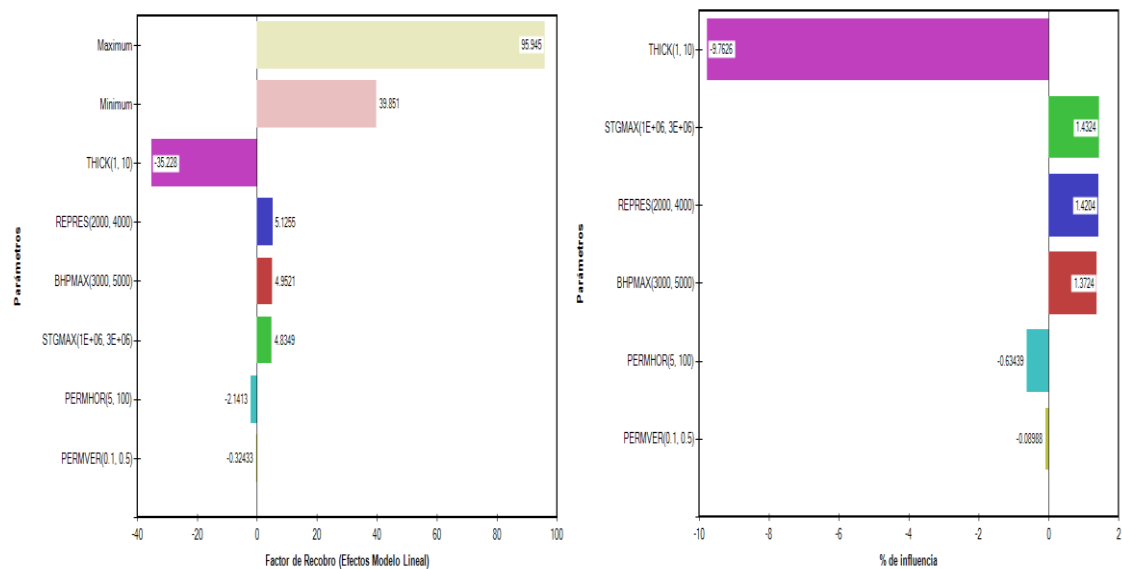
En la *figura 44* se puede apreciar que el parámetro que más influye sobre el comportamiento de la tasa de producción de aceite, como se había logrado notar en las anteriores sensibilidades, es el tamaño del espesor de la formación. Además, se observa que existe una similitud muy cercana entre el grado de afectación que presentan la presión inicial del yacimiento, la tasa de inyección del gas y la permeabilidad de la roca sobre la variable en estudio.

Las bajas permeabilidades tanto horizontal como vertical permiten que haya un control en el desplazamiento de los fluidos a lo largo del yacimiento previniendo que se presente la digitación del CO₂ dentro del aceite. Las altas presiones iniciales y los grandes volúmenes de gas proveen la energía necesaria para que haya un movimiento del aceite hacia el lugar donde se encuentran los pozos productores.

Un escenario favorable de los parámetros mencionados anteriormente que obtenga resultados efectivos en cuanto a la tasa de producción de aceite estaría compuesto por un espesor de formación grande, una alta presión inicial de yacimiento, bajas permeabilidades de roca y operacionalmente una alta tasa de inyección del gas teniendo en cuenta los rangos propuestos para el análisis de sensibilidad asistido.

4.5.5.4 FACTOR DE RECOBRO

Figura 45. Diagramas tornado sobre la incidencia en el factor de recobro.



Fuente: Computer Modeling Group. CMOST, 2012.

En este caso ocurre una variación en la tendencia presentada por las otras funciones objetivo observándose que el factor de recobro se ve afectado de manera inversamente proporcional por el tamaño del espesor de la formación ya que al disminuir la medida de la capa productora, se reduce la cantidad de aceite disponible en ella así su extracción representará una fracción mayor del aceite original en sitio y por tanto la relación alcanzará valores más altos.

La combinación de altas presiones iniciales de yacimiento junto con elevadas presiones de inyección del gas le brinda a la formación la energía necesaria para movilizar los fluidos. Estas dos anteriores sumadas a altos volúmenes de inyección de CO₂ permiten que se garanticen las condiciones de miscibilidad en el proceso, mejorando la efectividad del barrido y aumentando la cantidad de aceite desplazado hacia los pozos productores. Cabe resaltar que los tres parámetros mencionados tienen un porcentaje de incidencia similar sobre la variable en estudio.

CONCLUSIONES

El proceso de recobro mejorado con inyección continua de CO₂ miscible es factible técnicamente para el caso en estudio ya que los valores adicionales de recobro obtenidos con su implementación son considerablemente altos para una técnica de recuperación terciaria aún después de haber utilizado el desplazamiento con agua.

La presión promedio del yacimiento debe estar en continuo monitoreo antes y durante la inyección del CO₂ ya que es el parámetro que garantiza las condiciones adecuadas para que se desarrolle la miscibilidad entre fluidos, mejorando la efectividad del desplazamiento cuando se mantiene por encima de la MMP como se pudo observar en las diferentes corridas de simulación.

Particularmente refiriéndose al desempeño de la inyección de CO₂, se observó en los resultados del piloto que es conveniente tener bajos valores de espesor pues esto permite un mejor barrido del aceite remanente con el gas desde la formación hacia los pozos productores, alcanzando un mayor valor incremental del factor de recobro.

Según el análisis de sensibilidad se puede afirmar que los parámetros de yacimiento en comparación con los operacionales tienen mayor influencia sobre la disposición y rendimiento del proceso, por lo que se puede concluir que la viabilidad técnica de su implementación depende principalmente de las características y condiciones propias de la formación de interés.

Antes de considerar la utilización de la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado se debe tener en cuenta el volumen del gas necesario para la implementación de la técnica, ya que se requirió durante el desarrollo del piloto de aproximadamente 10.000 pies cúbicos de CO₂ para obtener un barril incremental de aceite.

De los resultados del análisis de sensibilidad se puede establecer que un escenario que favorece el proceso de inyección continua de CO₂ miscible está compuesto por presiones de yacimiento superiores a la MMP, espesores preferencialmente delgados y permeabilidades bajas acompañados de altas tasas y presiones de inyección del gas.

RECOMENDACIONES

Elaborar trabajos donde se tenga en cuenta el porcentaje de pureza del CO₂ y diferentes fracciones de gases en el proceso de recobro mejorado con inyección de dióxido de carbono.

Realizar una evaluación técnica de un proceso de inyección de CO₂ teniendo como base un modelo heterogéneo que permita mostrar la incidencia en el proceso de los factores geológicos como buzamientos, fallas, discontinuidades, entre otros.

Implementar un proceso de inyección de CO₂ pero en este caso alternado con agua (WAG) y realizar su respectivo análisis mediante simulación numérica.

Evaluar la efectividad técnica de un proceso de Inyección de CO₂ inmisible.

Estudiar detalladamente tanto las facilidades de superficie para la inyección de CO₂ como el proceso de acondicionamiento del gas para su posterior inyección.

Aplicar una evaluación financiera a un proceso de inyección continua de CO₂ miscible para determinar su factibilidad de implementación.

Investigar la implementación de procesos de captación y almacenamiento de CO₂ como alternativa de mitigación del impacto ambiental producido por la industria.

BIBLIOGRAFÍA

- AL HAJERI, S. y NEGAHBAN, S. Design and Implementation of the First CO₂ –EOR Pilot in Abu Dhabi. 2010.
- ALADASANI, A. y BAI, B. Recent Developments and Update Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. 2010.
- ALADASANI, A. et al. A Selection Criterion for CO₂-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High - Pressure CO₂ Release. 2012.
- ALGHARAIB, M. Potential Applications of a CO₂ – EOR in the Middle East. 2009.
- BERENBLYUM, R. Modeling CO₂ Injection – IOR Potential after Waterflooding. 2008.
- BOTÓN, L. y PACHECO, E. Simulación Numérica de la Influencia de la Inyección Cíclica de Vapor Previa a Procesos de Inyección Continua. 2007.
- BRNAK, J. Application of SmartWell Technology to the SACROC CO₂ EOR Project: A Case Study. 2006.
- CMOST Sensitivity Analysis Tutorial. Computer Modeling Group (CMG). 2012.
- CO₂ EOR Miscible Tutorial Using WINPROP. Computer Modeling Group (CMG). 2012.
- DIAZ, D. y BASSIOUNI, Z. Screening Criteria for Application of Carbon Dioxide Miscible Displacement in Waterflooded Reservoirs Containing Light Oil. 1996.
- EDWARDS, K. CO₂ in Alberta – A Vision of the Future. 1999.
- EMANUEL, S. et al. Analytic and Numerical Model Studies of Cyclic CO₂ Injection Projects. 1991.
- FLANDERS, W. y STANBERRY, W. CO₂ Injection Increases Hansford Marmaton Production. 1990.

GHASEMZADEH, A. et al. Application of Miscible CO₂ Injection to Maximize Oil Recovery in One of Iranian Undersaturated Oil Reservoirs. 2011.

GHOODJANI, E. y BOLOURI, S. Numerical and Analytical Optimization of Injection rate During CO₂ – EOR and – Sequestration Processes. 2012.

GRAUE, D. y BLEVINS, T. SACROC Tertiary CO₂ Pilot Project. 1978.

GREEN, D. y WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. 1998.

GUERRERO, C. y ZAMORA, H. Evaluación de un Proceso de Estimulación con CO₂ miscible Utilizando Simulación Numérica. 2011.

GUI, P. et al. Economic Analysis for Enhanced CO₂ Injection and Sequestration Using Horizontal Wells. 2006.

HENDERSON, L. The Use of Numerical Simulation to Design a Carbon Dioxide Miscible Displacement Project. 1974.

HOIER, L. y CHENG, N. Miscible Gas Injection in Undersaturated Gas-Oil Systems. 2004.

HONGWEI, Y. y XINMIN, S. Experimental and Numerical Simulation Study on Single Layer Injectivity for CO₂ Flooding in Low Permeability Oil Reservoir. 2011.

IZGEC, O. y DEMIRAL, B. CO₂ Injection in Carbonates. 2005.

JETHWA, D. et al. Successful Miscible Gas Injection in a Mature U. K. North Sea Field. 2000.

KHATANIAR, S. y KAMATH, V. CO₂ and Miscible Gas Injection for Enhanced Recovery of Schrader Bluff Heavy Oil. 1999.

KOVSCHEK, R. Screening Criteria for CO₂ Storage in Oil Reservoirs. 2007.

MENOUAR, H. Discussion on Carbon Dioxide Minimum Miscibility Pressure Estimation - An Experimental Investigation. 2013.

- MOORTGAT, J. y FIROOZABADI, A. CO₂ Injection in Vertical and Horizontal Cores: Measurement and Numerical Simulation. 2013.
- OLDENBURG, C. y BENSON, S. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration. 2002.
- PAMUKÇU, Y. y GUMRAH, F. A Numerical Simulation Study of Carbon Dioxide Sequestration Into Depleted Oil Reservoir. 2009.
- RIVAS, O. et al. Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding Processes. 1994.
- ROSA, M. y BRANCO, C. Optimizing CO₂ Injection in an Offshore Field Considering Operational Constraints. 2012.
- SHAW, J. y BACHU, S. Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO₂-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration. 2002.
- TANAKOV, M. y AL YAFEI, A. CO₂ EOR Scheduling by Analytical Model (CESAM). 2012.
- WU, R. y BATYCKY, J. Evaluation of Miscibility from Slim Tube Tests. 1990.
- XIANG, X. y ZHOU, W. The Potential of CO₂ – EOR in China Offshore Oilfield. 2008.
- XIAO, C. y HARRIS, M. Field Testing and Numerical Simulation of Combined CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage in the SACROC Unit. 2011.
- ZHENG, S. y LI, H. Pressure Maintenance and Improving Oil Recovery with CO₂ Injection in Heavy Oil Reservoirs. 2011.
- ZHOU, D. y YAN, M. Optimization of a Mature CO₂ Flood From Continuous Injection to WAG. 2012.

ANEXOS

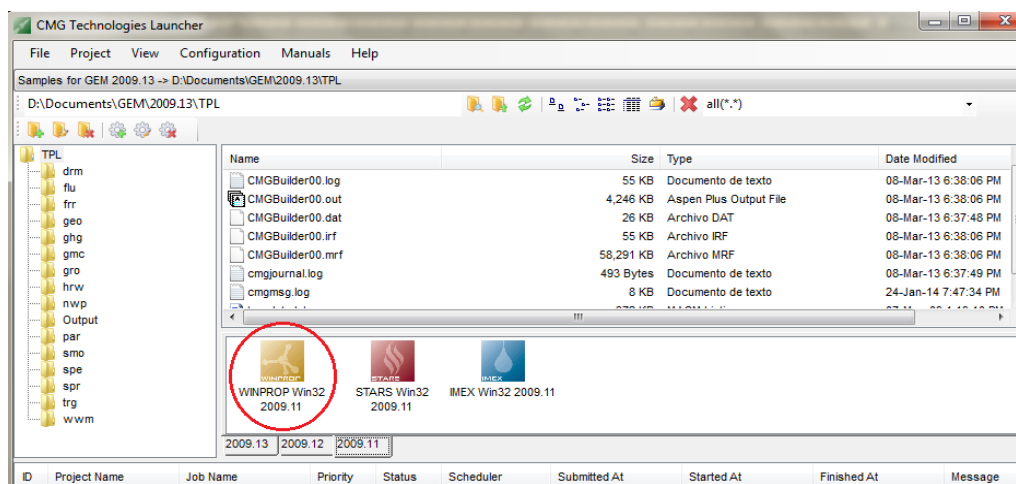
Anexo A. ELABORACIÓN DE UN MODELO DE FLUIDO CON LA HERRAMIENTA WINPROP DE CMG

En el presente anexo se describe paso a paso la construcción de un modelo de fluido con ayuda de la herramienta WINPROP. El modelo se elaboró con los datos proporcionados por la compañía CMG, los cuales corresponden a un fluido de alta gravedad API, convirtiéndolo en un candidato apropiado para la implementación de un proceso de inyección de CO₂ miscible.

PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DEL MODELO Y EXPLICACIÓN DE LA INCLUSIÓN DE DATOS EN EL SIMULADOR

1. Abrir el *Launcher* y la herramienta WINPROP.

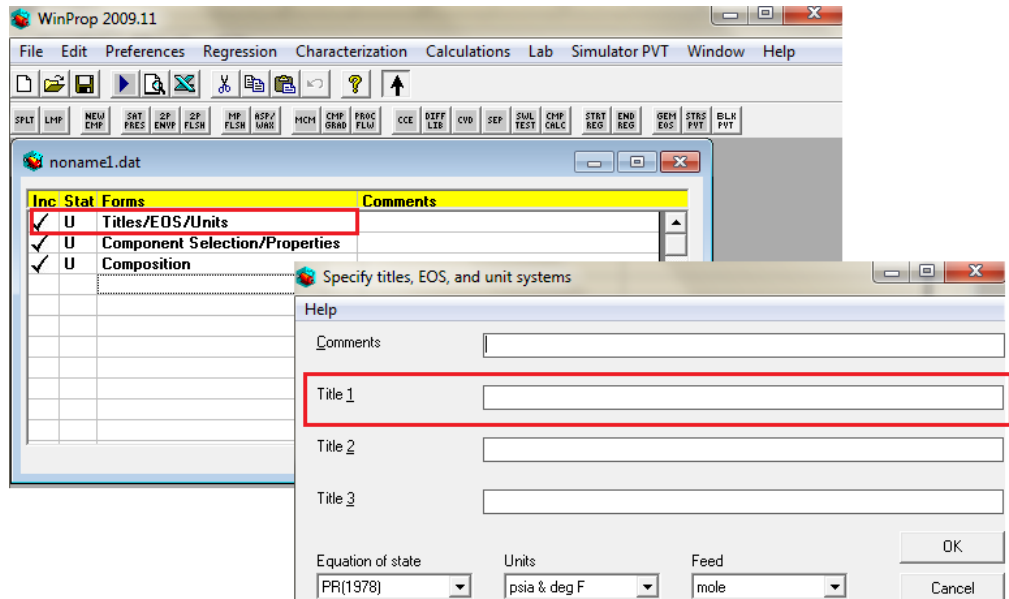
Figura 46. Ventana principal Launcher - CMG.



Fuente: *Launcher*, Software Computer Modeling Group.

2. Doble click en ***Titles/EOS/Units*** y definir el título del proyecto en la casilla *Title 1* y seleccionar la ecuación de estado ***PR 1978*** y las unidades ***psia & °F***. Dar click en ***OK***.

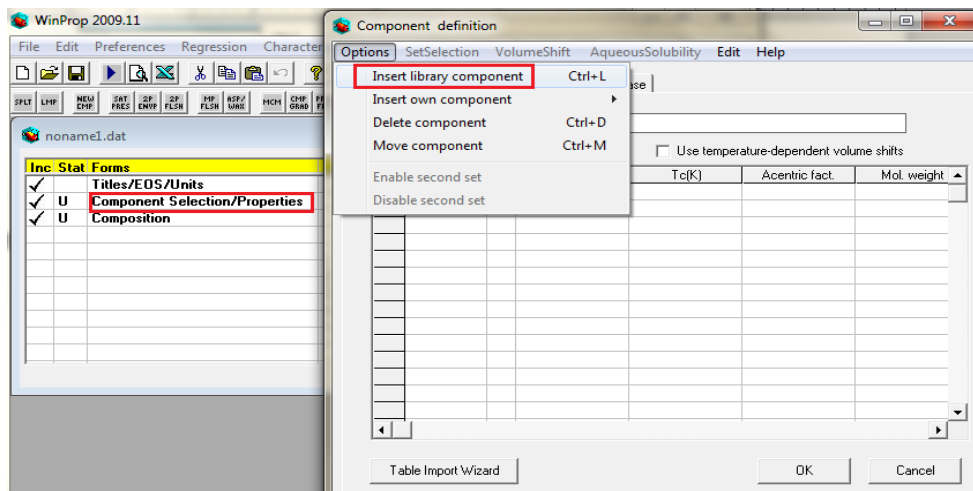
Figura 47. Titles/Ventana principal Herramienta WINPROP.



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

3. Doble click en *Component Selection/Properties* y se ingresa la composición del aceite a trabajar, haciendo click en *Options, Insert Library Component* y seleccionando los componentes de la lista que ofrece la herramienta.

Figura 48. Component Sel/Ventana principal Launcher - CMG.



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

- Ahora se deben insertar las propiedades del C30+ dando click en la casilla vacía justo después del último componente de la lista y se selecciona el comando *Options, Insert Own component* y *SG, TB and MW*. Esto permite ingresar los datos del componente C30+ a partir de las propiedades MW y SG. Presionar *OK*.

Figura 49. Component definition, Herramienta WINPROP.

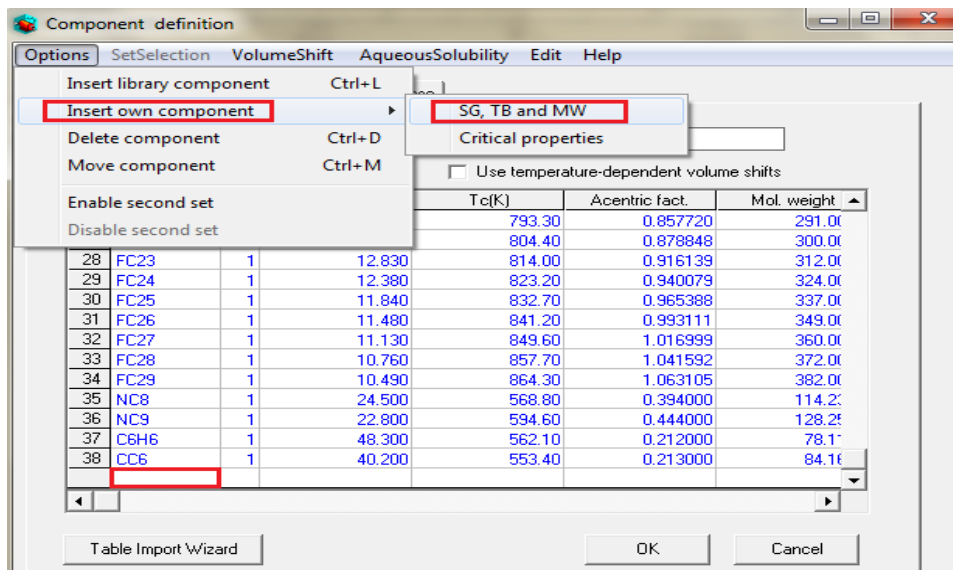
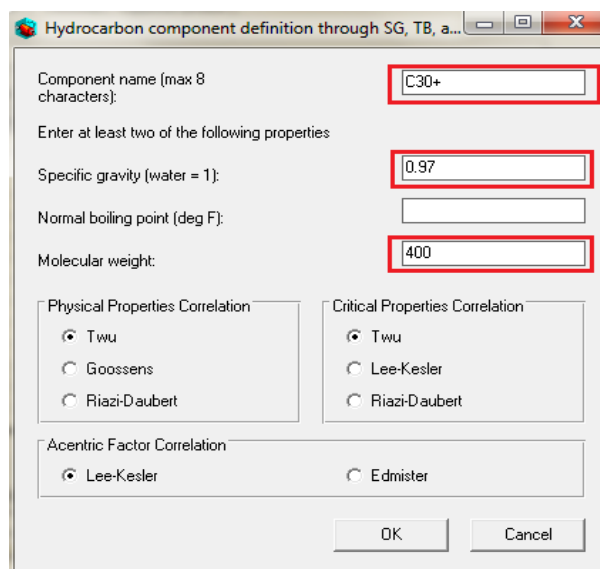


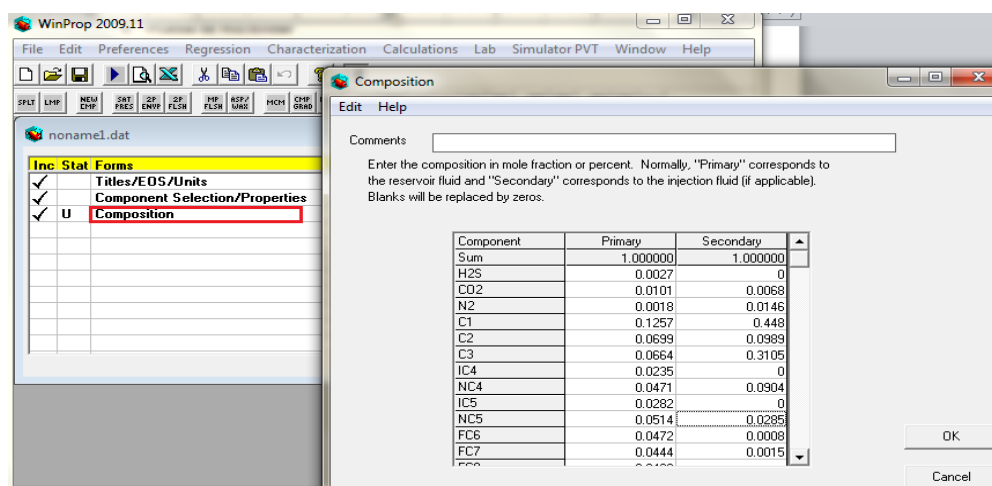
Figura 50. Hydrocarbon component definition, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

5. Presionar *OK* en la siguiente ventana para dejar listo todo lo relacionado con el ingreso de la lista de componentes.
6. En la ventana principal del simulador, seleccionar *Composition* e ingresar los valores de la fracción molar de los componentes del aceite en la columna *Primary*, y los del solvente en la columna *Secondary*. Presionar *OK*.

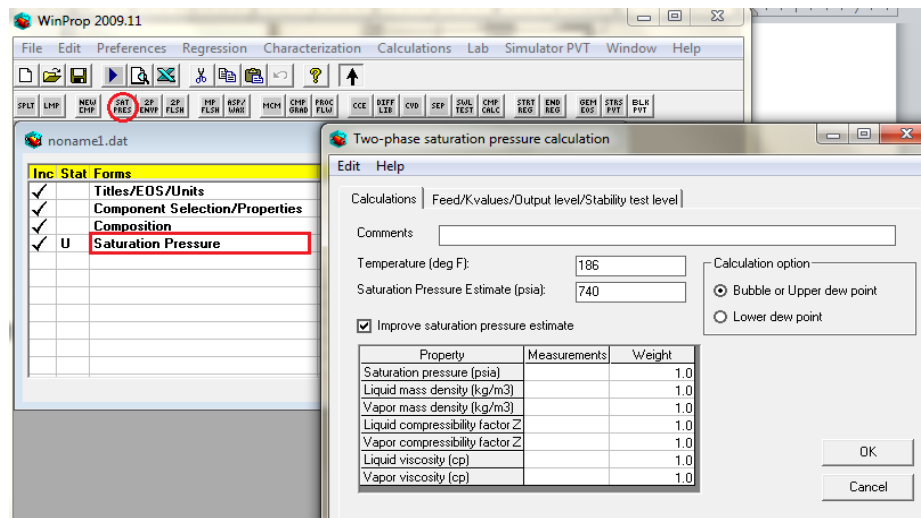
Figura 51. Composition, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

7. Ahora se ingresa la presión de saturación, dando click en el recuadro "SAT PRES" situado en la parte superior de la lista. Ingresar la temperatura de yacimiento y la presión de saturación y hacer click en *OK*.

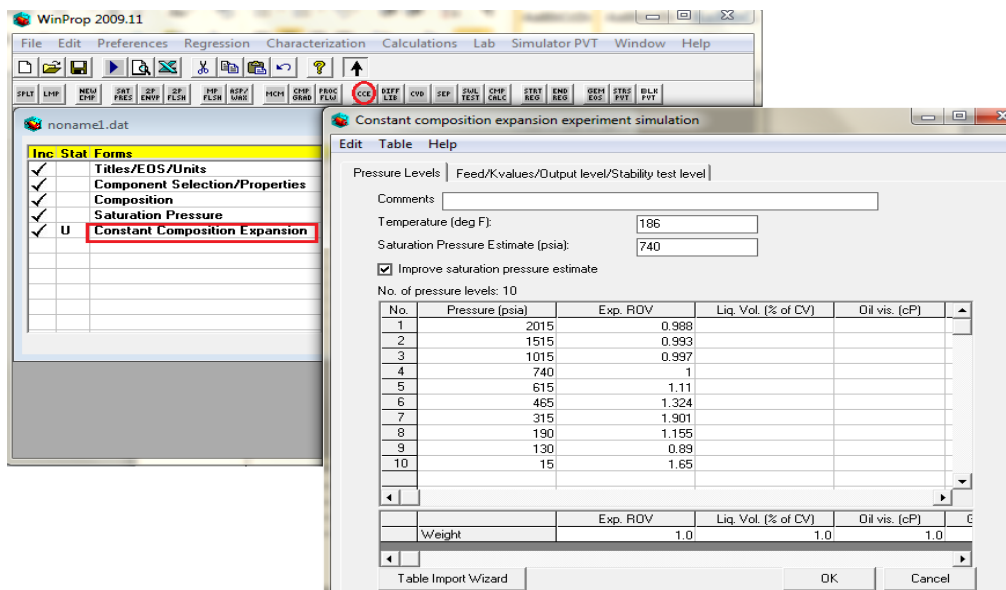
Figura 52. Prueba de presión de saturación, WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

8. Ingresar los datos de la prueba de liberación a composición constante (CCE) dando click en el recuadro superior “CCE” y posteriormente completando los datos con la información proporcionada por CMG de la siguiente manera: Ingresar la temperatura del yacimiento y la presión de saturación en las casillas correspondientes. Introducir la presión y el volumen relativo de la prueba en las casillas *Pressure* y *Exp ROV* respectivamente como se muestra en la figura.

Figura 53. Prueba de liberación a composición constante, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

- Ingresar los resultados de la prueba de liberación diferencial dando click en “DIFF LIB” en la parte superior de la ventana principal. Tras esto se digita la temperatura de yacimiento y la información mostrada en la siguiente tabla.

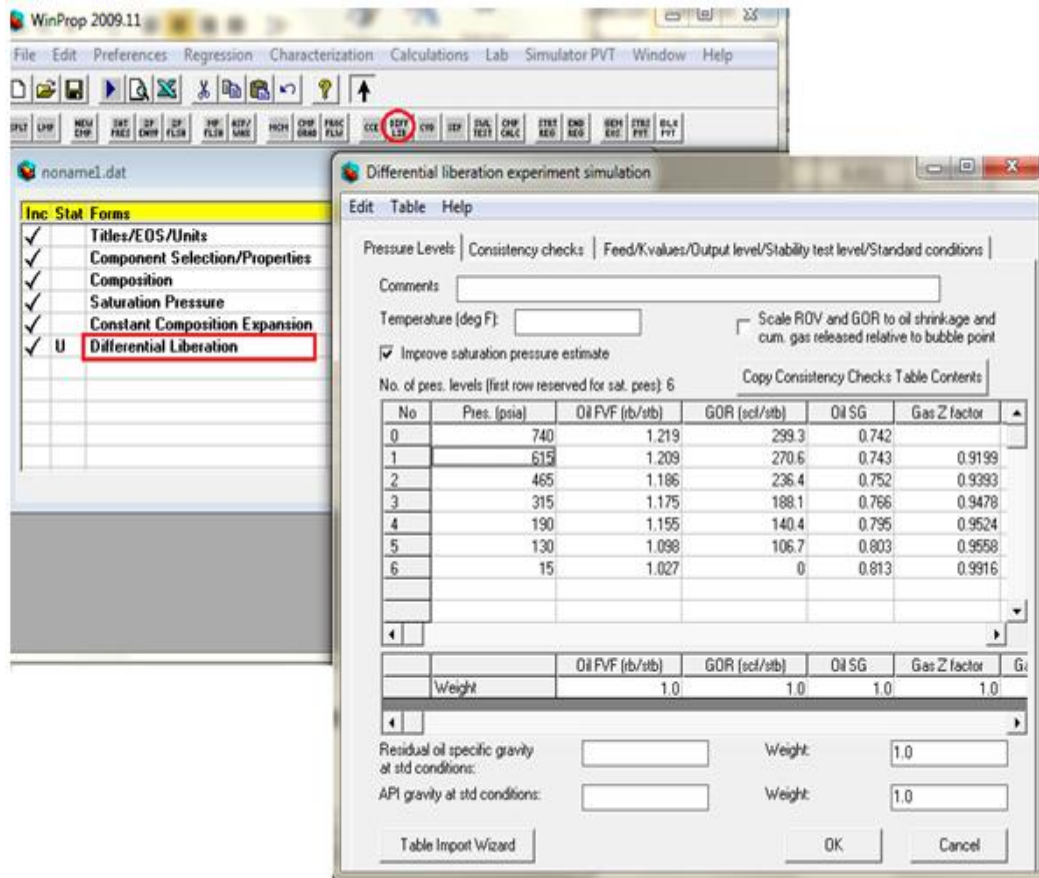
Tabla 20. Datos de la prueba de Liberación diferencial.

Presión [psia]	GOR	Volumen Aceite	Gravedad Específica	Factor Z	Bg de Formación	Viscosidad Aceite [Cp]	Viscosidad Gas [Cp]	Densidad Aceite
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	0.85	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 WINPROP, Computer Modeling Group.

Hay que tener en cuenta que los datos de volumen relativo del aceite deben ingresarse en la columna “Oil FVF” y la densidad del aceite en la columna “Oil SG”.

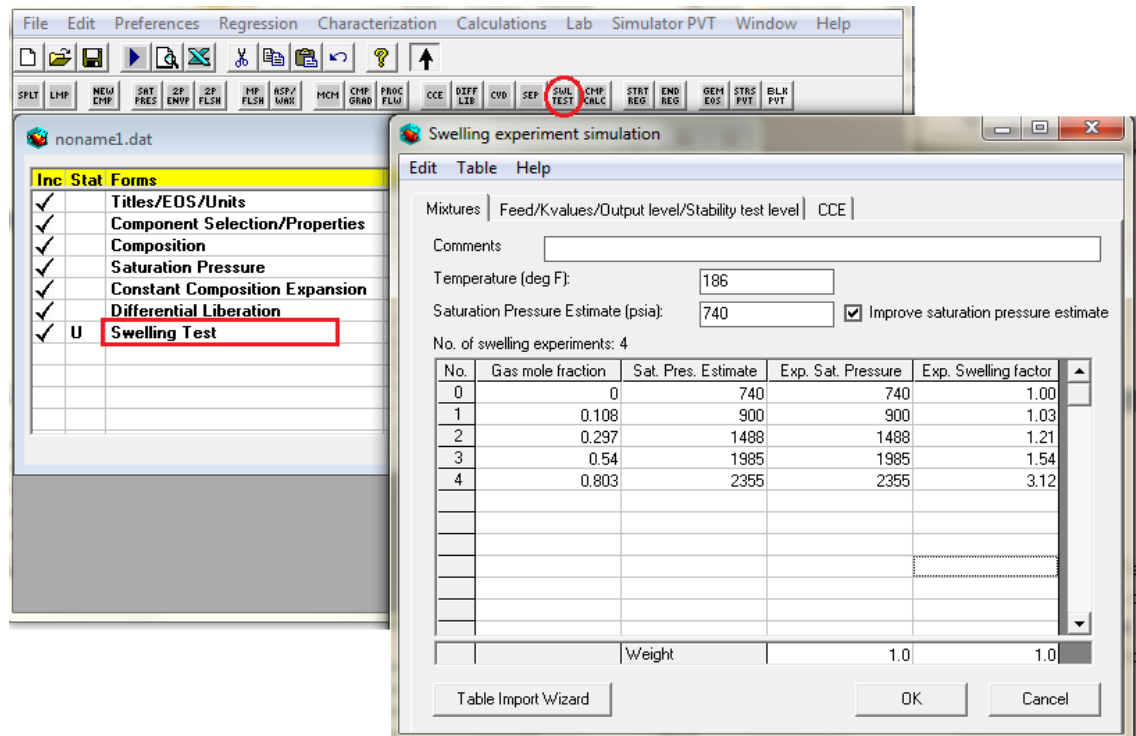
Figura 54. Prueba de Liberación diferencial, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.


- Se ingresan los datos de la prueba de hinchamiento seleccionando la opción "SWL TEST" en la parte superior de la interfaz de WINPROP y se incorporan los datos de temperatura de yacimiento y presión de saturación para luego completar la tabla de la prueba con los parámetros de fracción molar del gas, presión de saturación y el factor de hinchamiento, datos proporcionados por CMG.

Figura 55. Prueba de hinchamiento, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

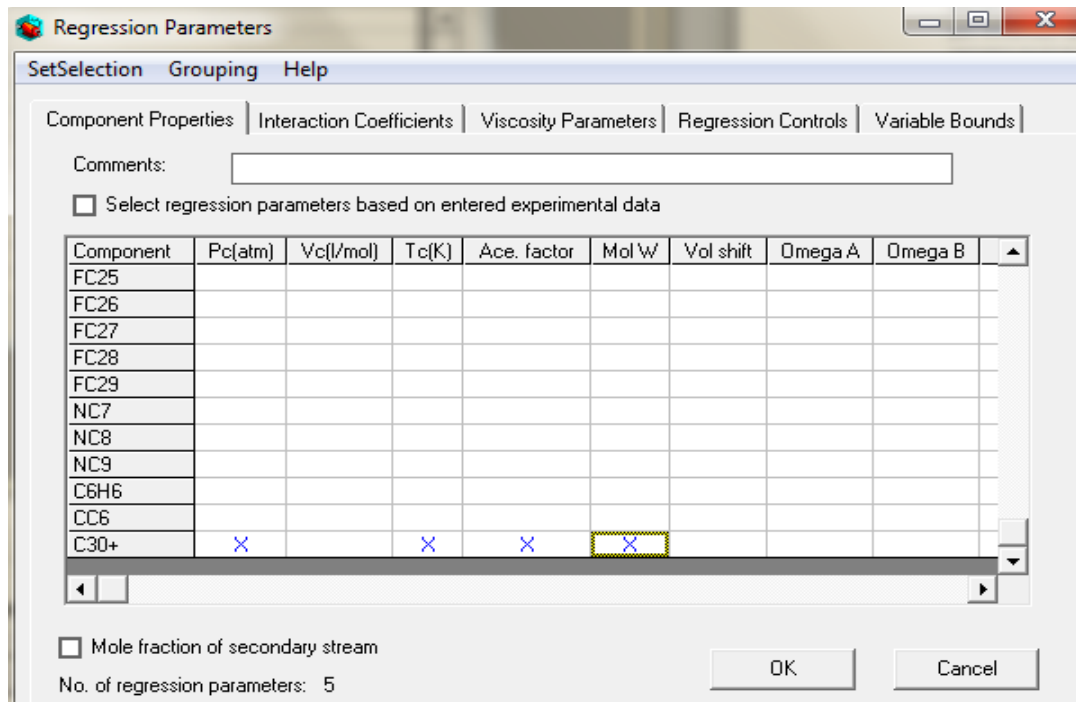
11. Ahora se pretende hacer la reducción del número de componentes agrupándolos con el comando "LMP" (*component lumping*). Se hace doble click en la fila que se genera en la lista principal y en la ventana que emerge se selecciona la opción *Define lumping scheme in grid below*. Con esto se pueden organizar los componentes por grupos de la manera en que se desee. Es importante aclarar que para crear un grupo específico de componentes se debe hacer click en el último componente que quiera haga parte de cada uno de los subgrupos. Click en *OK* y se selecciona la opción correr en la interfaz.

12. Guardar el archivo con el nombre "donothing.dat", ejecutarlo con el botón  de la ventana principal del simulador y analizar los resultados que se obtienen dando click en *File/ Create Excel Plots*. Esto mostrará el resultado de las pruebas simuladas por WINPROP comparadas con las introducidas a manera de datos, evidenciando qué tan cercano es el

ajuste. A pesar de no obtener un ajuste exacto, se recomienda continuar con el siguiente paso ya que más adelante se corregirán estos detalles.

13. Ingresar la opción “*Regression Parameters*” en el recuadro principal de la herramienta, ubicando esta opción justo después de “*Composition*”. Tras esto se abre la ventana de regresión en donde se selecciona la opción: *Interaction Coefficients/Select from list/HclntCoefexp-1(1.2)* y en la pestaña “*Component Properties*” seleccionar *Pc*, *Tc*, *Ace factor* y *Mol W*.

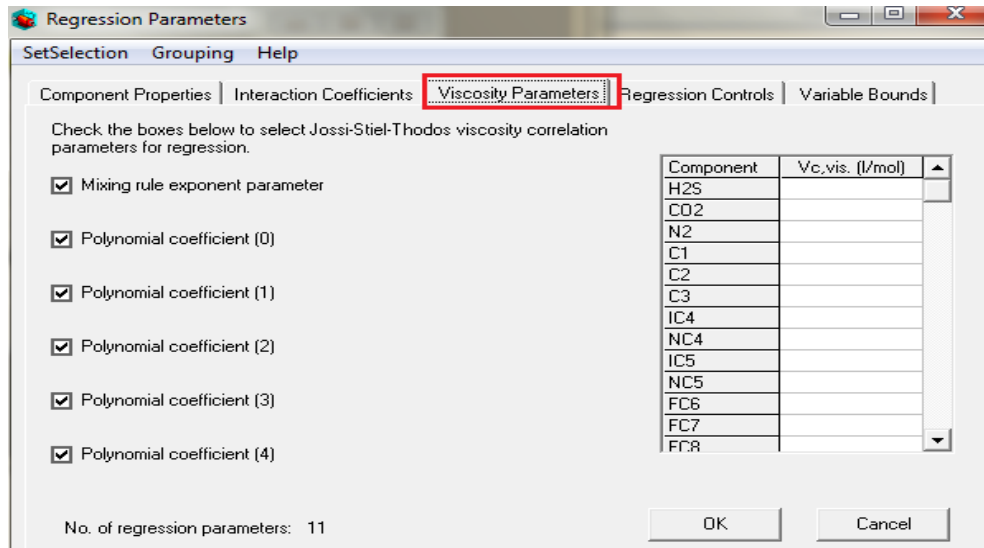
Figura 56. Parámetros de regresión, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

Finalmente en la pestaña “*Viscosity Parameters*” se seleccionan todos los parámetros y coeficientes omitiendo los valores de *Vc* como se muestra en la figura a continuación.

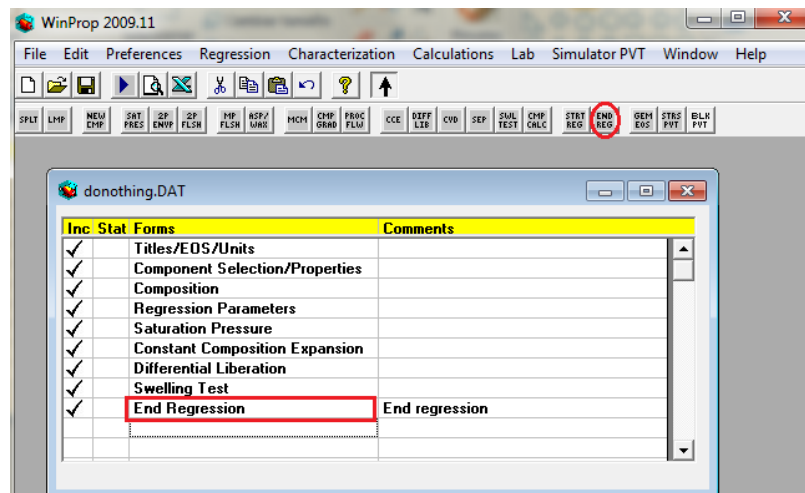
Figura 57. Parámetros de regresión, viscosidad, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

- Se selecciona la opción “END REG” ubicada en la parte superior de la ventana principal del simulador y se guardan los datos con un nombre que considere apropiado como “MiscAllComp.dat” diferente al anterior. Después de esto, correr los datos con el botón ▶ y del mismo modo observar los resultados que se generan con la opción “Create Plots”.

Figura 58. End regresión, CMG, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

15. Luego de observar los resultados, se puede evidenciar si el ajuste generado por el simulador es válido o si aún necesita mejorarse. Normalmente se requiere de otros ajustes, por lo cual se lleva a cabo el siguiente proceso:

- Se ingresa en *Regresion Parameters/Variable Bounds*
- En esta opción se realiza un aumento o disminución de los valores especificados en las casillas presentes en la ventana. Dependiendo del grado de ajuste que se requiera se debe seguir variando los parámetros de la regresión hasta obtener un resultado aceptable.

Figura 59. Parámetros de regresión, tope de las variables, Herramienta WINPROP.

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	11.88684	12.14376
3	1st Set Critical Temperature: C30+	951.997	910.45632	1142.39640
4	1st Set Acentric Factor: C30+	1.034131	1.02602	1.03768
5	1st Set Molecular Weight: C30+	400.0	320.0	480.0
6	Viscosity Exponent:	1.0	.8	1.2
7	Viscosity Coefficient No.: 1	.1023	.08184	.12276
8	Viscosity Coefficient No.: 2	.023364	.0186912	.0280368
9	Viscosity Coefficient No.: 3	.058533	.0468264	.0702396
10	Viscosity Coefficient No.: 4	-.040758	-.0489096	-.0326064
11	Viscosity Coefficient No.: 5	.0093324	.00747	.0112

Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

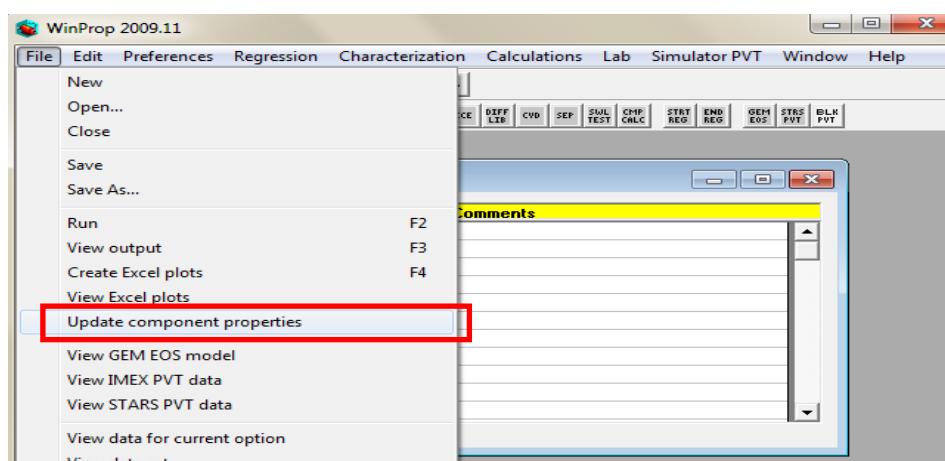
REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE COMPONENTES

Posterior al ajuste de las curvas generadas por las pruebas dadas en comparación con las creadas por el simulador, se procede a la reducción del número de componentes lo cual tiene como objetivo disminuir en tamaño la lista de los mismos para poder generar un diagrama ternario representativo de fácil lectura al momento de la revisión y corroboración de los parámetros de miscibilidad.

A continuación se describe el procedimiento para la reducción del número de componentes:

16. Se eliminan todos los elementos de la lista principal a partir de *“Regression Parameters”*.
17. Se actualiza la lista de componentes con la opción *“Update component properties”* y se guarda el archivo con un nombre diferente **“MiscLump.dat”** a los asignados anteriormente.

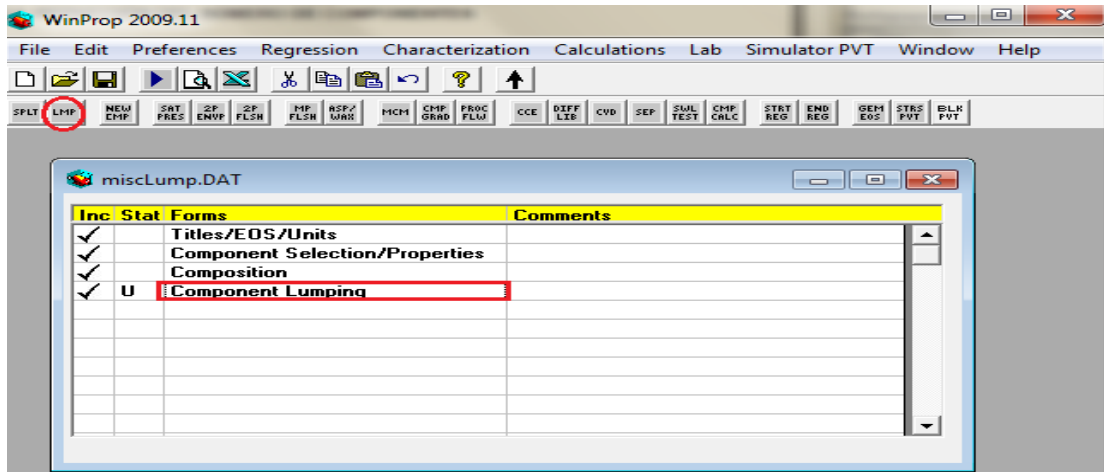
Figura 60. Actualización de componentes, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

18. Hacer click en la opción “LMP” de la ventana principal de WINPROP.

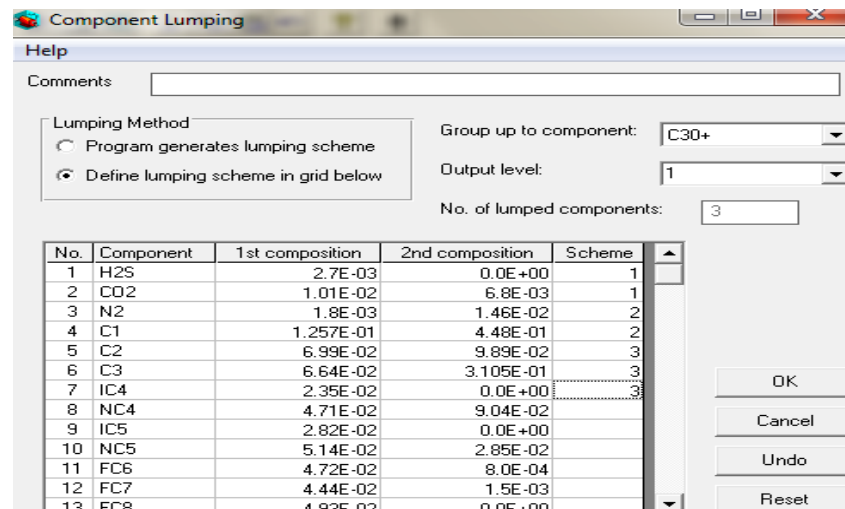
Figura 61. Reducción de componentes, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

19. En las opciones dentro de “Component lumping” seleccionar “Define lumping scheme in grid below” y hacer click en el último componente de cada grupo para definir su numeración.

Figura 62. Reducción de los componentes a pseudo-componentes, Herramienta WINPROP



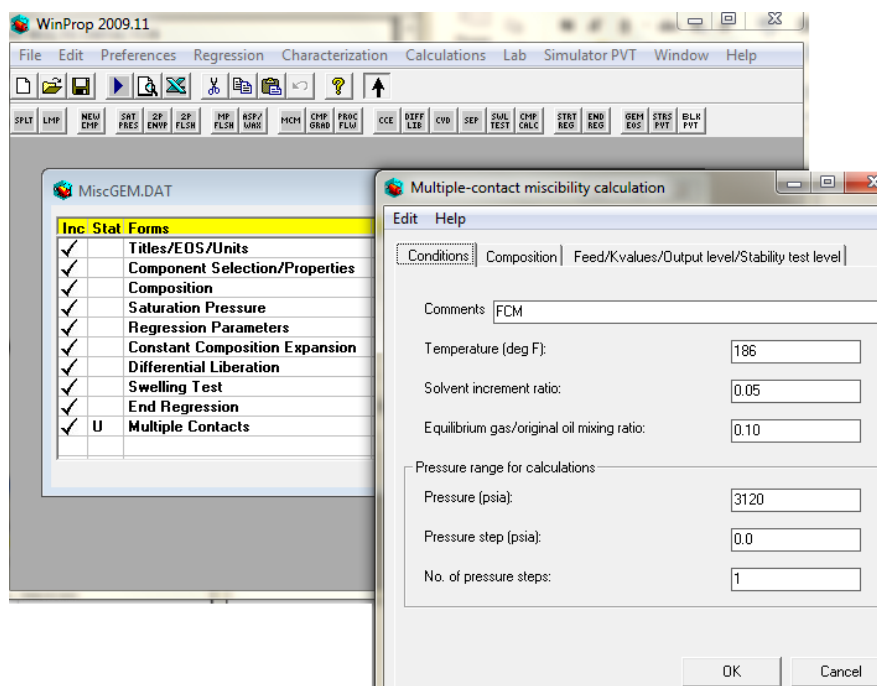
Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

20. Para este caso en particular, la numeración se realiza estudio dando click en las casillas del CO₂ (1), C₁ (2), iC₄ (3), FC7 (4), FC12 (5), FC20 (6) y C30+ (7). Click en *OK*.
21. Tras esto se deben actualizar los componentes y se elimina la fila "*Component Lumping*" de la lista principal. Se procede a abrir el archivo "**MiscAllComp.dat**" y se copian de este todos los elementos desde "*Regression Parameters*" hasta "*End Regression*" para ser pegados en el archivo "**MiscLump.dat**".
22. Abrir cada uno de los elementos de la lista y dar click en *OK* en todas sus ventanas con el objetivo de asegurar la actualización de los mismos.
23. Guardar el nuevo archivo como "**MiscGEM.dat**", correrlo y verificar los resultados con la opción "*Create Excel Plots*".
24. Finalmente ajustar la viscosidad en la opción *Regression Parameters/Viscosity Parameters* y en la columna *Vc*, marcar X con el click en la casilla del componente C30+.

INCLUSIÓN DE DATOS DE MISCIBILIDAD A PRIMER Y MÚLTIPLES CONTACTOS

25. En este paso se introducen los datos de miscibilidad a primer y a múltiples contactos, dando click en el botón "*MCM*" ubicado en la parte superior de la ventana de WINPROP. En esta opción se agregan los valores de temperatura de yacimiento y MMP para miscibilidad a primer contacto.

Figura 63. Miscibilidad a múltiples contactos, Herramienta WINPROP

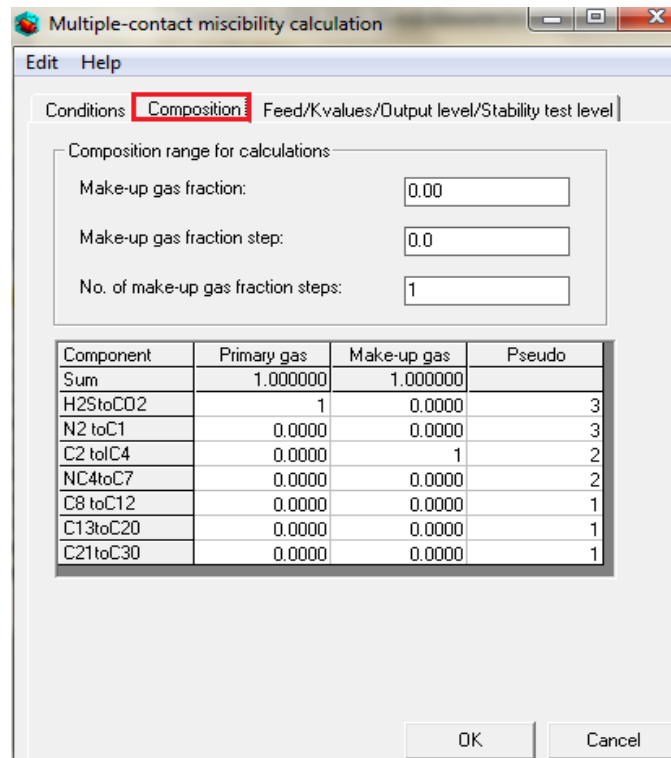


Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

26. Realizar de nuevo el paso 25 pero en este caso introducir el valor de la MMP para la miscibilidad a múltiples contactos.

27. Al introducir los resultados de la prueba del Slim Tube se debe modificar la composición del solvente inicial por 100% CO₂ (1.0 en fracción molar) y se deben reorganizar los pseudocomponentes con el fin de la creación el diagrama ternario.

Figura 64. Distribución de los pseudo-componentes en subgrupos, Herramienta WINPROP



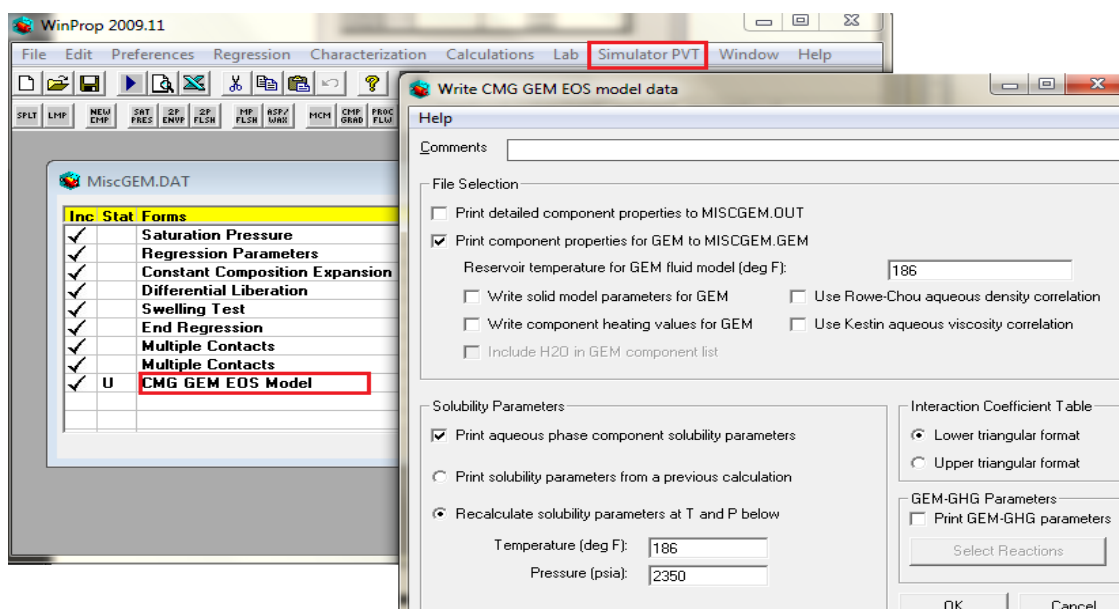
Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

28. Guardar los cambios realizados.

CREACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PVT DATA

29. Hacer click en “*Simulator PVT/CMG GEM EOS Mode*” y seleccionar la opción “*Print Component Properties for GEM to MISCDEM.GEM*”. Introducir la temperatura de yacimiento y seleccionar “*Print aqueous phase component solubility parameters*”. Completar las casillas de temperatura de yacimiento y presión con la MMP determinada para múltiples contactos y dar click en *OK*.

Figura 65. Creación del modelo GEM EOS, Herramienta WINPROP

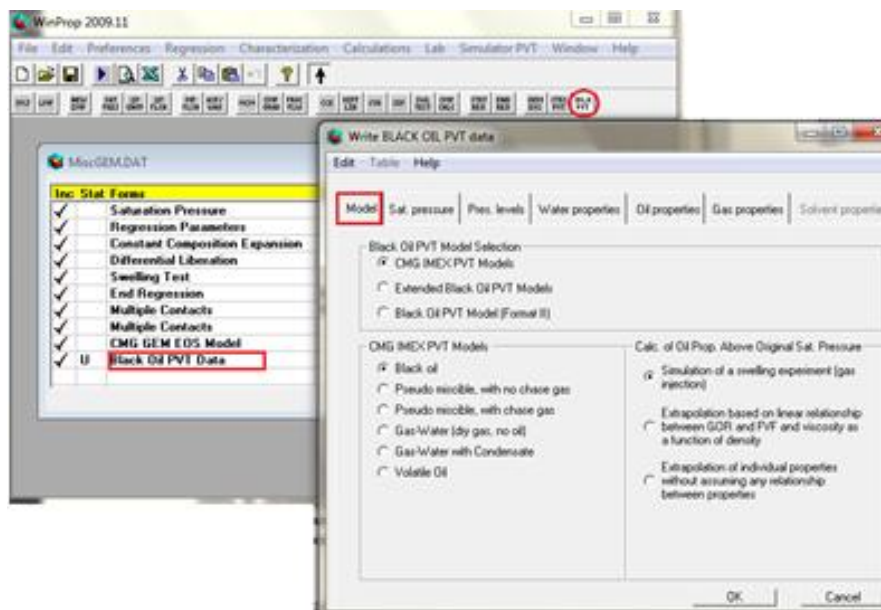


Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

CREACIÓN DEL PVT BLACK OIL

30. Dar click en la opción “*BLK PVT*” y seleccionar en *Model/CMG IMEX PVT MODELS/Black Oil*.

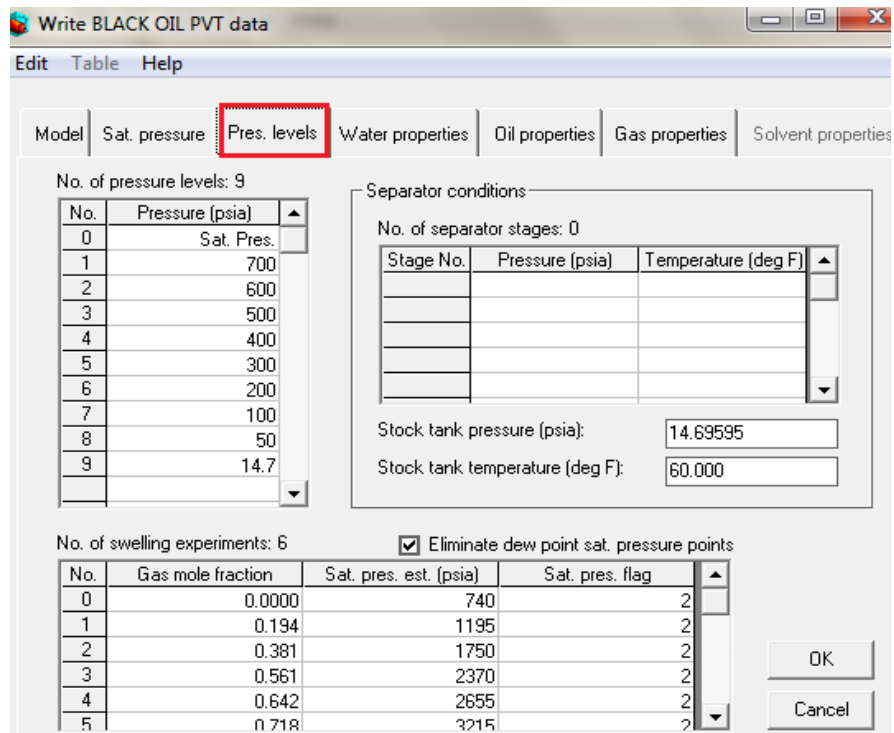
Figura 66. Creación del PVT Data, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

31. Ingresar los datos de presión de saturación y temperatura de yacimiento.
32. Introducir en la pestaña “*Pres levels*” los datos de la prueba de hinchamiento como se aprecia en la siguiente figura.

Figura 67. Opciones PVT Data, Herramienta WINPROP



Fuente: WINPROP, Software Computer Modeling Group.

33. Ahora seleccionar la pestaña “Water properties” e ingresar los valores de la salinidad del agua, la presión en el punto burbuja y la MMP para múltiples contactos y dar click en “Apply” para que el simulador calcule las propiedades restantes.

34. Por último se debe correr el simulador y guardar el archivo.