

**PREDICCIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE EN  
YACIMIENTOS COMPLEJOS PARA UN SECTOR DEL ÁREA LISAMA**

**TANIA PILAR VELANDIA SUESCÚN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

**PREDICCIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE EN  
YACIMIENTOS COMPLEJOS PARA UN SECTOR DEL ÁREA LISAMA**

**TANIA PILAR VELANDIA SUESCÚN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Ing. WILLIAM NAVARRO GARCIA  
DIRECTOR**

**Ing. RUBEN HERNÁN CASTRO GARCÍA  
Ing. MILDRE KARINA SILVA SALAS  
DIRECTORES ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

## *DEDICATORIA*

*A Dios, por su infinita bondad y más que nada por darme la dicha de existir.*

*A mis papitos, Paulino y María. Por su esfuerzo, apoyo y amor incondicional. Como agradecimiento a sus enseñanzas y al valor que me dan para seguir adelante.*

*A mis hermanos, Fredy, Sergio, Alejandro y Nana. Por su compañía, sus palabras y su cariño. Ustedes hacen de este mundo una sonrisa.*

*A Javier, por su cariño, comprensión y compañía, por ayudarme siempre que fuera necesario.*

*A todos mis amigos y familiares, en especial a Cíndy, Juan Pablo, Sneider, Carlos, Natalia, Doña Emilia, Jairo, Pedro y Oscar, que hicieron de esta etapa de mi vida una feliz aventura.*

*Tania Pilar Velandia Suescún.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis directores, la ingeniera Mildre Silva, los ingenieros Rubén Castro y William Navarro. Por ser mi apoyo y guía durante el proceso de formación, por la disposición, compromiso y participación activa durante el desarrollo de este proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo por abrirme las puertas y contribuir en mi formación como profesional. Especialmente al grupo de recobro químico por permitirme hacer parte de ellos.

Al Ingeniero Jorge Sandoval, por su valiosa ayuda y aporte durante el desarrollo de este trabajo.

A los Ingenieros del ICP que fueron guía, apoyo y compañía durante cada una de las etapas del proyecto. Geóloga Ana María rocha, Ing. Wilson Cañas, Ing. Juan Eduardo Rivera, Ing. Gustavo Maya, Ing. Hernando Bottia. A los ingenieros y amigos Marta Trujillo, José Ricardo Sandoval, Andrés García, Ana María Jiménez, Claudia Delgadillo, Edwin Muñoz, Kelly Colmenares, Venus Díaz y Yorleth Reyes.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme mi formación profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y toda su planta de profesores por la contribución de mi crecimiento profesional.

A mis compañeros y amigos, gracias por hacerme sentir siempre en familia, por apoyarme y estar cuando los necesitaba. Especialmente a los 2050, siempre los llevare en mi corazón.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	20
1. PROCESO DE INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> MISCIBLE .....	22
1.1 GENERALIDADES .....	22
1.2 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLES.....	24
1.2.1 Limitaciones.....	24
1.4 PROCESOS MISCIBLES AL PRIMER CONTACTO.....	31
1.5 PROCESOS MISCIBLES A LOS MULTIPLES CONTACTOS.....	31
1.5.1 Procesos de desplazamiento con CO <sub>2</sub> .....	32
1.6 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DURANTE PROCESOS MISCIBLES .....	34
1.6.1 Densidad del Fluido.....	34
1.6.2 Densidad del CO <sub>2</sub> .....	35
1.6.3 Densidad de las Fases CO <sub>2</sub> -Hidrocarburo Liquido Saturado .....	35
1.6.4 Viscosidad del Fluido .....	36
1.7 EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO CUANDO HAY AGUA MÓVIL PRESENTE.....	36
1.8 RECOBRO TERCIARIO-SIN AGUA INYECTADA. ....	37
2. INFORMACIÓN DEL CAMPO.....	39
2.1 UBICACIÓN DEL CAMPO.....	39
2.2 HISTORIA DEL CAMPO NUTRIA .....	40
2.3 MODELO ESTATICO .....	42

2.4	MODELAMIENTO DE FLUIDOS DEL CAMPO .....	45
2.4.1	ANÁLISIS DE CALIDAD Y REPRESENTATIVIDAD PVT .....	45
2.4.2	ESCOGENCIA DE LA ECUACIÓN DE ESTADO.....	49
2.4.3	AJUSTE ECUACIÓN DE ESTADO .....	51
2.4.3.1	Caracterización de la fracción pesada.....	52
2.4.3.2	Ajustes preliminares de la EOS por regresión con los seudocomponentes escogidos. ....	52
2.4.4	LUMPING DE LOS COMPONENTES DE LA ECUACIÓN DE ESTADO AJUSTADA. ....	60
2.4.5	EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA TERMODINÁMICA .....	70
2.4.6	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	72
3.	INICIALIZACIÓN NUMÉRICA.....	74
3.1	GRID DE SIMULACIÓN.....	76
3.2	PROPIEDADES PETROFISICAS.....	77
3.2.1	Modelo de Facies .....	77
3.2.2	Modelo de Porosidad .....	77
3.3	ESTUDIO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS .....	80
3.4	MODELAMIENTO DE FLUIDOS .....	81
3.5	REGIONES DE EQUILIBRIO .....	84
3.5.1	Contactos Agua-Aceite.....	84
3.5.2	Contactos Gas-Aceite .....	84
3.6	ARCHIVO NUMÉRICO .....	84
3.6.1	SCHEDULE .....	85

4. AJUSTE HISTORICO .....	87
4.1 PARAMETROS DE SENSIBILIDAD .....	87
4.1.1 Sensibilidad Parámetros de Campo .....	87
4.1.2 Sensibilidad Parámetros de Pozo .....	90
4.2 RESULTADOS DE AJUSTE CAMPO NUTRIA .....	91
4.2.1 Tasa de producción de líquido .....	91
4.2.2 Comportamiento del GOR y Tasa de Producción de Gas.....	92
4.3 RESULTADOS DE AJUSTE POR POZO .....	94
5. PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> MISCIBLE CAMPO NUTRIA.....	99
5.1 PATRONES DE INYECCIÓN .....	99
5.2 CONDICIONES OPERACIONALES.....	101
5.2.1 Presión de Miscibilidad.....	102
5.2.2 Caudal de Inyección.....	106
5.2.3 Tiempo de Inicio del Proceso de Inyección .....	106
5.3 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> MISCIBLE CAMPO NUTRIA.....	106
5.3.1 Caso base .....	106
5.3.2 Proceso de Inyección de CO <sub>2</sub> miscible.....	107
5.3.3 Proceso de Inyección de Agua.....	107
5.3.4 Inyección de Agua alternada de CO <sub>2</sub> .....	109
5.4 SENSIBILIDAD A LOS PARAMETROS CRITICOS DEL PROCESO.....	111
5.4.1 Presión de inyección .....	111
5.4.2 Número de Intervalos abiertos .....	112

5.4.3 Periodo de inyección de agua .....	114
5.4.4 Tasas de inyección.....	116
5.5 ESCENARIO FINAL.....	111
5.5.1 Selección del Sector y Refinamiento Local .....	111
5.5.2 Ajuste del Sector .....	101
5.5.3 Predicción.....	102
CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES .....	106
BIBLIOGRAFIA .....	107
ANEXOS .....	110

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del desplazamiento miscible. ....	23
Figura 2. Comparación de las dos envolventes de fases para un sistema metano/hidrocarburo y CO <sub>2</sub> /hidrocarburo.....	33
Figura 3. Factores de compresibilidad para el CO <sub>2</sub> .....	35
Figura 4 Ubicación del Área Lisama.....	39
Figura 5 Producción Histórica Campo Nutria .....	42
Figura 6 Columna estratigráfica VMM Campo Lisama .....	44
Figura 7. Presión Vs Bo .....	56
Figura 8. Presión Vs Rs .....	57
Figura 9. Presión Vs Volumen Relativo.....	58
Figura 10. Presión Vs Viscosidad.....	59
Figura 11. Presión Vs Volumen Relativo.....	62
Figura 12. Presión Vs Factor Volumétrico, 12 Componentes.....	63
Figura 13. Presión Vs Relación Gas-Aceite, 12 Componentes .....	64
Figura 14. Presión Vs Viscosidad, 12 Componentes .....	65
Figura 15. Presión Vs Volumen Relativo, 10 Componentes.....	66
Figura 16. Presión Vs Factor Volumétrico, 10 Componentes.....	67

Figura 17. Presión Vs Relación Gas-Aceite, 10 Componentes .....	68
Figura 18. Presión Vs Viscosidad, 10 Componentes .....	69
Figura 19. Envolvente de fases, Splitting de 45 Componentes .....	70
Figura 20. Envolvente de fases, Lumping de 12 Componentes .....	71
Figura 21. Envolvente de fases, Lumping de 10 Componentes .....	71
Figura 22. Distribución vertical de los Yacimientos Campo Nutria .....	75
Figura 23. Modelo de Porosidad Campo Nutria .....	78
Figura 24. Modelo de NTG Campo Nutria .....	79
Figura 25. Modelo de Permeabilidad Campo Nutria.....	79
Figura 26. Curvas base de permeabilidad relativa Agua-Aceite, Área Lisama.....	80
Figura 27. Curvas base de permeabilidad relativa Gas-Aceite, Área Lisama .....	81
Figura 28 Factor volumétrico del aceite. ....	82
Figura 29. Gas en Solución .....	82
Figura 30. Viscosidad del aceite.....	83
Figura 31. Volumen Relativo .....	83
Figura 32. Reducción de volumen y conexión de celdas .....	90
Figura 33. Producción de aceite, agua y presión promedio del yacimiento.....	92
Figura 34. Comportamiento en el GOR, Campo Nutria.....	93

Figura 35. Producción de gas, Campo Nutria.....	93
Figura 36. Factor de Recobro, Campo Nutria.....	94
Figura 37. Producción de aceite y agua, Pozo N12 .....	95
Figura 38. Producción de aceite y agua, Pozo N28 .....	95
Figura 39. Producción de gas, Pozo N12.....	96
Figura 40. Producción de gas, Pozo N28.....	97
Figura 41. Comportamiento del GOR, Pozo N20 .....	97
Figura 42. Comportamiento del GOR, Pozo N15 .....	98
Figura 43. Mapa de Espesor de tipo de roca para la sub zona B1 donde se presenta el área V del campo Nutria.....	100
Figura 44. Patrón y Piloto de Inyección.....	101
Figura 45. Comportamiento en el factor de recobro .....	108
Figura 46. Presión en la cercanía de los pozos y la tasa de inyección de CO <sub>2</sub> .....	108
Figura 47. Tasas de inyección de agua y CO <sub>2</sub> .....	110
Figura 48. Comportamiento de la presión en la cercanía de los pozos productores....	110
Figura 49. Factor de recobro a diferentes presiones de inyección.....	111
Figura 50. Tasas de inyección de CO <sub>2</sub> variando presión.....	112
Figura 51. Factor de recobro variando número de capas abiertas.....	113
Figura 52. Tasas de inyección variando número de capas abiertas.....	113

Figura 53. Tasas de inyección de agua y CO <sub>2</sub> , variando periodos de inyección .....	115
Figura 54. Factor de Recobro variando periodo de inyección .....	115
Figura 55. Comportamiento del Factor de Recobro .....	117
Figura 56. Comportamiento de la presión a la cercanía del pozo N-20.....	118
Figura 57. Sector y refinamiento local.....	119
Figura 58. Presión promedio del yacimiento. ....	120
Figura 59. Resultados Escenario Final de Predicción .....	121
Figura 60. Esquema del aparato slim-tube para mediciones experimentales de la presión de miscibilidad.....	131
Figura 61. Datos arrojados por el slim-tube.....	132
Figura 62. Recobro del slim-tube como función del nivel de enriquecimiento del solvente (de Mansoori y Gupta).....	132
Figura 63. Esquema del Rising Bubble Apparatus. ....	136

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas del uso de distintos gases para desplazamiento miscible. ....	28
Tabla 2. Inyección de Dióxido de Carbono.....	29
Tabla 3. Inventario PVTs del Área Lisama. ....	48
Tabla 4. Escala descriptiva.....	49
Tabla 5. Comparación de modelos de ecuaciones de estado. ....	50
Tabla 6. Metodología para ajuste de ecuaciones de estado. ....	51
Tabla 7. Medidas de laboratorio CCE NUTR0031.....	53
Tabla 8. Medidas de laboratorio DL NUTR0031 .....	54
Tabla 9. Medidas de laboratorio Viscosidad NUTR0031 .....	54
Tabla 10. Comparación datos experimentales Vs Simulados del Factor Volumétrico. ...	56
Tabla 11. Comparación datos experimentales Vs Simulados Relación Gas-Aceite .....	57
Tabla 12. Comparación datos experimentales Vs Simulados Volumen Relativo.....	58
Tabla 13. Comparación datos experimentales Vs Simulados Viscosidad .....	59
Tabla 14. Modelos de agrupamiento .....	60
Tabla 15. Comparación datos experimentales Vs Simulados del Volumen Relativo. ....	61
Tabla 16. Comparación datos experimentales Vs Simulados del Factor Volumétrico....	62

Tabla 17. Comparación datos experimentales Vs Simulados del Relación Gas-Aceite .	63
Tabla 18. Comparación datos experimentales Vs Simulados de viscosidad.....	64
Tabla 19. Comparación datos experimentales Vs Simulados de Volumen Relativo .....	66
Tabla 20. Comparación datos experimentales Vs Simulados de Factor Volumétrico ....	67
Tabla 21. Comparación datos experimentales Vs Simulados de Relación Gas-aceite ..	68
Tabla 22. Comparación datos experimentales Vs Simulados de viscosidad.....	69
Tabla 23. Comparación datos experimentales Vs Simulados .....	72
Tabla 24. Distribución vertical de los Yacimientos Campo Nutria .....	74
Tabla 25. Archivos ASCII usados para la construcción del modelo. ....	76
Tabla 26. Extensiones y significados de los archivos del Schedule .....	86
Tabla 27. Determinación de MMP correlación de Altson.....	103
Tabla 28. Determinación de MMP correlación de Glaso. ....	104
Tabla 29. Determinación de MPM correlación Genetic Algorithm .....	104
Tabla 30. Propiedades del gas a Inyectar, CO <sub>2</sub> con Impurezas .....	105
Tabla 31. Mínima Presión de Miscibilidad,-CO <sub>2</sub> con Impurezas.....	105
Tabla 32. Correlaciones Empíricas para MPM, desplazamiento con CO <sub>2</sub> puro.....	141

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. MEDIDA Y PREDICCIÓN DE LA MMP O MME EN UN PROCESO DE MÚLTIPLES CONTACTOS.....	130
--	-----

## RESUMEN

**TITULO:** PREDICCIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE EN YACIMIENTOS COMPLEJOS PARA UN SECTOR DEL ÁREA LISAMA

**AUTORES:** TANIA PILAR VELANDIA SUESCÚN

**PALABRAS CLAVE:** Inyección de CO<sub>2</sub> miscible, Ajuste Ecuación de Estado, Simulación Numérica, Modelamiento Composicional, Ajuste Histórico, Predicción.

### DESCRIPCIÓN

La inyección de gas miscible representa una de las ideas más promisorias para el aumento de la eficiencia de recobro por su capacidad para vencer las fuerzas capilares e interfaciales que causan la retención y controlan el movimiento del aceite en el yacimiento. La inyección de CO<sub>2</sub> miscible en yacimientos, como mecanismo de Recobro Mejorado de aceite ha recibido una considerable atención por parte de la industria. Este interés se ha mantenido ya que se han obtenido buenos resultados en los campos donde se ha implementado la técnica a nivel mundial. Por esto, nace la necesidad de estudiar este proceso cómo nuevo método de recobro tendiente a obtener un mayor recobro último de aceite en el país.

Para evaluar la viabilidad de implementar la inyección de CO<sub>2</sub> miscible en el Área Lisama, se analizó el comportamiento del proceso de inyección y producción de fluidos por la Formación Mugrosa Zona B del Campo Nutria, implementando simulación numérica composicional en el software Eclipse 300.

A lo largo de este trabajo se puede encontrar un descripción completa de cómo se realizaron las etapas de ajuste y validación de la ecuación de estado, inicialización y ajuste histórico del modelo, predicción del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible a 20 años para diferentes escenarios; en los cuales, se definen parámetros operacionales y se hace sensibilidad a los que se consideran más críticos. De igual manera, se hace una comparación de este proceso con la inyección de otros fluidos, tales como agua y gas de producción.

---

\*Proyecto de grado

\*\*Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director Ing. William Navarro García.

## ABSTRACT

**TITLE:** PREDICTION OF A PROCESS OF INJECTION DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE IN COMPLEX RECERVOIRS FOR A SECTOR OF THE AREA LISAMA

**AUTHORS:** TANIA PILAR VELANDIA SUESCÚN

**KEY WORDS:** Miscible CO<sub>2</sub> injection, Set Equation of State, Numerical Simulation, Modeling Compositional, History Matching, Prediction.

### DESCRIPTION:

Miscible gas injection represents one of the most promissory ideas for the increase of the retrieval efficiency for its capacity to conquer the capillary forces and interfacials that cause the retention and they control the movement of the oil in the location. Miscible CO<sub>2</sub> injection in oil fields as a mechanism for Enhanced Oil Recovery has received considerable attention from industry. This interest has been maintained as there have been successful results in fields where the technology have been used worldwide. Thus, the need to study new methods of recovery arises to obtain a higher ultimate oil recovery in the country.

To evaluate the feasibility of implementing miscible CO<sub>2</sub> injection in Nutria field, the behavior of the process of injection and production fluids of Mugrosa formation in Area B have been studied, using compositional numerical simulation through Eclipse 300 software.

In this work a complete description of how to perform the steps of adjustment and validation of the equation of state, initialization, history matching of model and prediction of CO<sub>2</sub> injection process at 20 years for different scenarios can be found, in which operational parameters are defined and a sensitivity analysis is made to those considered most critical. In the same way, a comparison with the results of water and gas flooding and under the same conditions is made.

---

\* Project of degree

\*\* Industrial University of Santander. Empower of Physical Engineering chemical. School of Engineering of Oils. Director. Ing. William Navarro García

## INTRODUCCIÓN

La pérdida de energía en los yacimientos causada por la producción de hidrocarburos ha hecho necesario el desarrollo de diferentes técnicas de recobro capaces de mantener y aumentar la presión del yacimiento, además de permitir un desplazamiento más eficiente de los fluidos en él, logrando con esto aumentar el factor de recobro. La inyección de gas miscible representa una de las ideas más promisorias para el aumento de la eficiencia de recobro por su capacidad para vencer las fuerzas capilares e interfaciales que causan la retención y controlan el movimiento del aceite en el yacimiento.

La inyección de miscibles involucra un concepto muy sencillo, la inyección de un gas o solvente que es miscible con el aceite que se encuentra en el yacimiento, bajo esas condiciones de presión y temperatura. Este solvente puede ser gas condensado del petróleo, nitrógeno, dióxido de carbono, o algunos gases de chimenea. Como resultado de la inyección del fluido miscible, la tensión interfacial entre los dos fluidos (aceite y solvente) es muy baja o tiende a cero, y toma lugar un desplazamiento microscópico muy eficiente. El fluido desplazante puede ser un solvente hidrocarburo que se mezcla con el aceite al primer contacto u otro gas que desarrolle miscibilidad a múltiples contactos.

A partir de un screening técnico<sup>1</sup> basado en propiedades de roca, fluidos y yacimiento; la revisión de campos análogos a nivel mundial y la factibilidad experimental evaluada a nivel de laboratorio, la implementación de un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible resultó un método favorable a aplicar en la Formación Mugrosa B del Área Lisama.

---

<sup>1</sup> Informe final desarrollo secundario del Área Lisama. ICP-2009

En el presente trabajo se construye un modelo numérico de simulación de yacimientos para el campo Nutria ubicado en el Valle Medio del Magdalena. Esto con el fin de predecir el comportamiento de la inyección de CO<sub>2</sub> miscible en el Área.

Para la elaboración del modelo se integra el modelo estático y dinámico de fluidos, el cuál consta de una ecuación de estado ajustada y validada a los datos PVT del campo de interés. Luego de la construcción del modelo se realizó ajuste histórico de producción y se generaron escenarios de predicción haciendo sensibilidad a los parámetros críticos del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible.

## **1. PROCESO DE INYECCION DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE**

### **1.1 GENERALIDADES**

El desarrollo de un mecanismo de producción que recupere la totalidad del hidrocarburo en el yacimiento ha sido el reto de la ingeniería de petróleos. Principalmente porque desde los inicios de la extracción de aceite se ha sabido que cerca al 80 por ciento de los fluidos se quedan en el yacimiento después de la producción primaria. La inyección de miscibles representa una de las ideas más promisorias para el aumento de la eficiencia de recobro por su capacidad para vencer las fuerzas capilares e interfaciales que causan la retención y controlan el movimiento del aceite en el yacimiento.

La inyección de miscibles involucra un concepto muy sencillo, la inyección de un gas o solvente que es miscible con el aceite que se encuentra en el yacimiento, bajo esas condiciones de presión y temperatura. Este solvente puede ser gas condensado del petróleo, nitrógeno, dióxido de carbono, o algunos gases de chimenea. Como resultado de la inyección del fluido miscible, la tensión interfacial entre los dos fluidos (aceite y solvente) es muy baja o tiende a cero, y toma lugar un desplazamiento microscópico muy eficiente. El fluido desplazante puede ser un solvente hidrocarburo que se mezcla con el aceite al primer contacto u otro gas que desarrolle miscibilidad a múltiples contactos.

Los procesos de desplazamiento pueden ser clasificados de manera conveniente como Miscibles al primer contacto (FMC por sus siglas en inglés) o Miscible a los múltiples contactos (MCM) con base en la manera en que la miscibilidad se desarrolla. El primer proceso, involucra la inyección de fluido de desplazamiento que es miscible con el

crudo, es decir, que forma una sola fase al primer contacto cuando se mezcla en cualquier proporción con el aceite. En el segundo proceso, se desarrollan condiciones miscibles a través de la alteración de la composición del fluido inyectado o el aceite a medida que los fluidos se desplazan dentro del yacimiento.

Cuando se implementa la circulación de solventes como gas licuado del petróleo se producen dos tipos de desplazamiento miscible: del tipo gas enriquecido o condensado (*condensing gas drive*) o de gas a alta presión (*vaporizing gas drive*). En ambos se logra obtener miscibilidad inyectando el fluido a las presiones adecuadas para cada uno.

El desplazamiento del aceite por propano o GLP es miscible al primer contacto en todas las proporciones. En la figura 1 se muestra esquemáticamente el desplazamiento miscible al primer contacto. Por economía este proceso se hace inyectando baches del fluido o solvente, seguidos de agua otro gas miscible con el bache como se observa en la figura.

**Figura 1.** Esquema del desplazamiento miscible.



En años recientes se ha hecho especial énfasis hacia el uso de gases no hidrocarburos y más económicos como el CO<sub>2</sub>, Nitrógeno y flue gas (gases de combustión). Con un gas de alta presión, como puede ser CO<sub>2</sub> o Nitrógeno, es desplazamiento del aceite se

logra a través de múltiples contactos, inyectado estos gases a presiones por encima de la presión mínima de miscibilidad. Aunque ni el Nitrógeno ni los flue gases recuperan los hidrocarburos tan eficientemente como lo hacen los gases (o líquidos) provenientes de los hidrocarburos, la economía total del proceso puede hacerlo más rentable.

Después del recobro térmico, la inyección de miscibles contribuye más a la extracción entre todos los métodos EOR. Cerca del 40% de la producción total de los procesos EOR en el mundo se obtiene mediante la inyección de gas miscible e inmisible.

## **1.2 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLES**

### **1.2.1 Limitaciones**

La eficiencia microscópica de desplazamiento de un proceso de recobro mejorado se relaciona al desplazamiento o movilización del aceite en escala microscópica. En un proceso de desplazamiento inmisible, parte del crudo es atrapado en zonas aisladas en lugares que hacen contacto con el fluido desplazante, esto dependiendo de la mojabilidad. Lo que ocurre es esencialmente debido a fuerzas capilares, que evitan la deformación del aceite y el paso a través de los poros más pequeños. Cuando el aceite es atrapado en sitios aislados, la permeabilidad relativa al aceite se reduce esencialmente a cero y la inyección continúa del fluido desplazante es poco efectiva porque el fluido simplemente fluye alrededor del aceite atrapado. La eficiencia microscópica de desplazamiento,  $E_D$ , es una medida de la efectividad que tiene el fluido desplazante para mover el aceite en esas partes de que el fluido inyectado hace contacto con la roca. En este caso la eficiencia microscópica de desplazamiento,  $E_D$ , es mucho menor que la unidad.

La limitación en la recuperación del aceite por los procesos de desplazamiento inmisible, puede ser superada mediante la aplicación de los procesos de

desplazamiento miscible, en los cuales el fluido desplazante es miscible con el fluido desplazado a las condiciones existentes en la interface entre ambos. Por medio de la aplicación de los procesos miscibles de desplazamiento, se forma una sola fase entre el fluido inyectado y el aceite en el yacimiento, de forma tal que la tensión interfacial es eliminada.

Una limitante para la aplicación de los procesos de desplazamiento miscible está relacionada con los altos costos relacionados con el solvente, que en el caso ideal de Miscibilidad al primer contacto debe ser GLP de alta calidad, lo que hace que el costo de la recuperación del crudo sea muy costosa. Por este motivo, los procesos de desplazamiento miscible más aplicados son los de Miscibilidad a los múltiples contactos debido a la relativa disponibilidad de gases de chimenea, nitrógeno y dióxido de Carbono, que aunque requieren más altas presiones ofrecen buenos resultados a gran escala.

## **1.2.2 USOS**

Los fluidos inyectados al yacimiento pueden ser, como se dijo anteriormente, hidrocarburos o gases no hidrocarburos como el CO<sub>2</sub> y el nitrógeno. El principio de inyección de CO<sub>2</sub> miscible se explica a continuación:

### **1.2.2.1 Inyección de CO<sub>2</sub>**

Este proceso se realiza mediante la inyección a gran escala de CO<sub>2</sub> (25% o más del volumen poroso de hidrocarburos) en el yacimiento. Tabla 2.

El desplazamiento miscible por dióxido de Carbono es similar a la circulación de gas vaporizante. La única diferencia es la amplia gama de componentes extraídos, mientras

que con la inyección de gas vaporizante son extraídos los componentes intermedios del aceite del yacimiento, con la inyección de CO<sub>2</sub> son extraídos desde C<sub>2</sub> a C<sub>30</sub> del sistema. La temperatura crítica del CO<sub>2</sub> es 87,8°F, así que por lo general este fluido es bombeado a condiciones sobre su temperatura crítica. Como resultado, la inyección de CO<sub>2</sub> es aplicable a una gran cantidad de yacimientos a bajas presiones de miscibilidad, menores que las que necesita la circulación de gas vaporizante (*vaporizing gas drive*).

El dióxido de carbono es generalmente soluble en el petróleo a las presiones y temperaturas del yacimiento. La función del CO<sub>2</sub> consiste en hinchar el volumen neto del aceite en el yacimiento y reducir su viscosidad, esto se logra aún antes de que se adquiera la miscibilidad mediante el mecanismo de *vaporizing gas drive*. Ya que la miscibilidad se consigue a través de contactos múltiples, ambas fases, la del aceite y la del CO<sub>2</sub> (que contiene componentes intermedios y pesados del aceite) pueden fluir juntas debido a la baja tensión interfacial.

Uno de los requisitos para el desarrollo de la miscibilidad entre el aceite y el gas inyectado es la presión de yacimiento. La cual debe ser mayor que la presión de miscibilidad para que ésta ocurra. Los gases secos de hidrocarburos (ricos en CH<sub>4</sub>), Nitrógeno o gases de chimenea (flue gases) requieren presiones mucho más altas que el CO<sub>2</sub> para alcanzar miscibilidad. Estos otros gases se usan generalmente en yacimientos profundos donde estas presiones se pueden alcanzar sin fracturar la roca en el yacimiento. Si la presión de fractura fuese excedida en un proceso de desplazamiento miscible, la roca del yacimiento colapsaría permitiendo que los fluidos inyectados se canalicen a través de las fracturas recién creadas, así dejando atrás de sí la mayoría del aceite.

La inyección de CO<sub>2</sub> se aplica usualmente en yacimientos de aceite ligero (Gravedad API > 25°), para evitar problemas de digitación viscosa. El yacimiento también debe contar con la suficiente profundidad o tener la presión de fondo necesaria para alcanzar

la miscibilidad. El dióxido de carbono puede disolverse en agua; así, también puede disminuir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Sin embargo, al disolverse el dióxido de carbono en el agua se tendrán problemas de corrosión en las líneas de producción.

En este proceso, cerca del 20-50% del bache de CO<sub>2</sub> es seguido por agua. El agua es generalmente inyectada con CO<sub>2</sub> en un modo WAG para mejorar la razón de movilidades entre las fases desplazante y el aceite.

La inyección de CO<sub>2</sub> es el método de más amplio crecimiento en los estados unidos, y los proyectos de campo continúan mostrando buenos incrementos en la recuperación en respuesta a la inyección de CO<sub>2</sub>. El método de inyección de CO<sub>2</sub> funciona bien ya sea como método de recuperación secundaria o terciaria, pero la mayoría de los procesos de CO<sub>2</sub> se aplican de manera terciaria en yacimientos maduros que han sido sometidos a inyección de agua por muchos años.

En el campo Weyburn en Canadá, Encana, la compañía petrolera más grande de Canadá, implementa el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> desde el año 2000 con éxito no solo en aumento de producción y alargamiento de la vida útil del yacimiento, sino también por la capacidad de deshacerse de gran cantidad de CO<sub>2</sub> contaminante, que de no ser porque está inyectado en el subsuelo se encontraría siendo respirado por los seres vivos y aumentando el efecto invernadero en la tierra.

Otro ejemplo exitoso de la aplicación de flujo miscible se produjo en el campo Intisar "D", descubierto en octubre de 1967, localizado en la Cuenca sirte de Lybia. Se realizó inyección de agua seguida de inyección de gas en la parte superior de la formación en 1969. Hasta el momento se ha recuperado el 69,2% del Aceite original en sitio, aceite que posee una gravedad de 40°API. Este es uno de los proyectos de recobro mejorado más grande del mundo.

**Tabla 1.** Ventajas y desventajas del uso de distintos gases para desplazamiento miscible.

	Hidrocarburos	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> y gases de chimenea
Ventajas	Son fluidos que ya se encuentran en el yacimiento, por lo que no presentan problemas operacionales en producción.	Posee miscibilidad casi inmediata. El fluido a condiciones de yacimiento es casi siempre miscible. Es uno de los métodos de más amplio crecimiento por lo que hay buena documentación.	Son gases económicos, muchas veces producto de desecho.
Desventajas	Los gases vaporizantes se necesitan altas presiones para alcanzar miscibilidad.	Si se combina con agua puede causar corrosión en las líneas de producción.	Inferiores desde el punto de vista del recobro. Se necesitan altas presiones para alcanzar miscibilidad.

Fuente: SPE, del artículo 12069

### 1.3 SCREENING

**Tabla 2.** Inyección de Dióxido de Carbono

Tabla 2. Inyección de Dióxido de Carbono	
<p><b>Descripción</b></p> <p>El flujo de dióxido de carbono se consigue mediante la inyección de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> (15% o más del Volumen Poroso de hidrocarburos) en el yacimiento. Aunque el CO<sub>2</sub> en realidad no es miscible con el aceite, el CO<sub>2</sub> extrae los componentes de ligeros a intermedios del aceite, y, si la presión es lo suficientemente alta, desarrolla la miscibilidad para desplazar el aceite del yacimiento.</p>	
<p><b>Mecanismos</b></p> <p>El flujo de CO<sub>2</sub> recupera el aceite mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La generación de miscibilidad.</li> <li>• Hinchando el aceite.</li> <li>• Disminuyendo la viscosidad del aceite.</li> <li>• Disminuyendo la tensión interfacial entre el aceite y las fases CO<sub>2</sub> o aceite en las regiones cercanas a la miscibilidad.</li> </ul>	
<p><b>GUIAS DE SCREENING TÉCNICO</b></p>	
<p><b>Aceite crudo</b></p>	
Gravedad	>26° API (preferiblemente >30°)
Viscosidad	<15 cp (preferiblemente <10 cp)
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (C <sub>5</sub> a C <sub>20</sub> ), especialmente C <sub>5</sub> a C <sub>12</sub>
<p><b>Yacimiento</b></p>	
Saturación de aceite	>30% PV
Tipo de formación	Areniscas o Carbonatos con un mínimo de

	fracturas y venas de alta permeabilidad.
Espesor neto de la formación	Relativamente delgadas a menos que la formación esté buzando lentamente.
Permeabilidad promedio	No es crítica si se puede mantener las tasas de inyección necesarias.
Profundidad	Lo suficientemente profundas para permitir que una presión suficientemente alta (> cerca 2000 ft.), la presión requerida para una producción óptima (algunas veces llamada presión de mínima miscibilidad) varía de cerca 1200 psi para un crudo de alta gravedad (>30 °API) a bajas temperaturas hasta más de 4500 psi para crudos pesados a altas temperaturas.
Temperatura	No es crítico pero la presión requerida aumenta con la temperatura
Limitaciones <ul style="list-style-type: none"> <li>• Muy baja viscosidad del CO<sub>2</sub> produce bajo control de la movilidad.</li> <li>• Disponibilidad del CO<sub>2</sub>.</li> </ul>	
Problemas <ul style="list-style-type: none"> <li>• Una salida temprana del CO<sub>2</sub> causa varios problemas.</li> <li>• Corrosión en los pozos productores.</li> <li>• La necesidad de separar el CO<sub>2</sub> de los hidrocarburos comerciales.</li> <li>• La represurización del CO<sub>2</sub> para el reciclaje.</li> <li>• Un alto requerimiento de CO<sub>2</sub> por barril incremental de crudo producido.</li> </ul>	

Fuente: SPE, del artículo 12069

#### **1.4 PROCESOS MISCIBLES AL PRIMER CONTACTO**

Un proceso de miscibilidad al primer contacto, FCM, por sus siglas en inglés, consiste normalmente en la inyección inicial de un pequeño bache de compuestos como el gas licuado del petróleo, GLP, que son miscibles con el aceite, seguidos de la inyección de un bache secundario más grande, más económico que el primero. Lo anterior debido a que las cantidades necesarias para lograr un desplazamiento miscible completo implicarían la inyección del volumen poroso completo del yacimiento, lo cual sería muy costoso y perjudicaría la rentabilidad del proyecto. Esto hace que las consideraciones económicas sean importantes para determinar el tamaño de los baches.

De manera ideal en un proceso de desplazamiento miscible, se busca que el segundo bache sea miscible con el primer bache, por ese motivo, es necesario considerar el comportamiento de fases en los dos extremos del bache, la parte frontal y la parte posterior. En los extremos del bache debe presentarse miscibilidad, ya que si los componentes de los dos baches no son miscibles, entonces el paso del segundo bache dejará una saturación residual de los componentes químicos del primer bache atrapada en el proceso de desplazamiento.

#### **1.5 PROCESOS MISCIBLES A LOS MÚLTIPLES CONTACTOS**

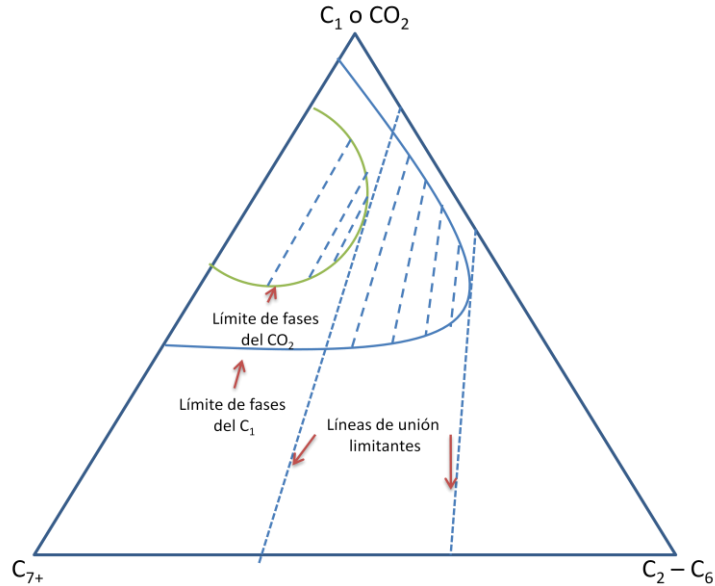
Un proceso de miscibilidad a los múltiples contactos es aquel en el que las condiciones de miscibilidad son generadas en el yacimiento a través de cambios en la composición del aceite en el sitio resultantes de los contactos múltiples y transferencia de masa entre el aceite del yacimiento y el fluido inyectado. Los procesos de contactos múltiples se clasifican como desplazamiento con gas vaporizante (gas seco), desplazamiento con gas condensante y gas condensante/vaporizante (gas enriquecido), y desplazamiento con CO<sub>2</sub>.

El desplazamiento con  $\text{CO}_2$  no es un proceso de miscibilidad al primer contacto con la mayoría de los crudos a temperaturas y presiones normales. Aunque, el desarrollo de miscibilidad in situ ocurrirá bajo las condiciones apropiadas de presión, temperatura y composición. En general, el comportamiento del proceso es análogo al proceso vaporizante. Aunque bajo algunas condiciones, el comportamiento de fases es más complejo y se forman dos fases líquidas o dos fases líquidas acompañadas por una fase de vapor.

### **1.5.1 Procesos de desplazamiento con $\text{CO}_2$**

Una descripción idealizada del proceso de desplazamiento miscible con  $\text{CO}_2$  en un diagrama pseudoternario es esencialmente la misma que para un proceso de alta presión o de gas vaporizante. A temperaturas sobre  $120^\circ\text{F}$ , el diagrama del comportamiento de fases para la mezcla  $\text{CO}_2/(\text{C}_2 \text{ a } \text{C}_6)/\text{C}_{7+}$  es similar en apariencia al sistema  $\text{C}_1/(\text{C}_2 \text{ a } \text{C}_6)/\text{C}_{7+}$ . La diferencia principal es que, a la misma temperatura y presión, la envolvente de dos fases es mucho más pequeña para el sistema  $\text{CO}_2$  que para el sistema  $\text{CH}_4$ , como se muestra en la figura 2. También, la línea de unión limitante para el sistema  $\text{CO}_2$  tiende a tener una pendiente que es más paralela al lado  $\text{CO}_2/\text{C}_{7+}$  del diagrama ternario que el sistema con  $\text{C}_1$ . Por eso, la miscibilidad puede ser generada entre el  $\text{CO}_2$  y los aceites de yacimiento a presiones menores que entre al usar metano como fluido desplazante. Esta característica del  $\text{CO}_2$ , su habilidad para generar miscibilidad a presiones mucho más bajas, le da su primera ventaja sobre el metano.

**Figura 2.** Comparación de las dos envolventes de fases para un sistema metano/hidrocarburo y CO<sub>2</sub>/hidrocarburo.



**Fuente:** Don W. Green, G. Paul Willhite. Enhanced Oil Recovery, SPE textbook series Vol. 6, 1998.

Si se añadiera metano a un sistema de CO<sub>2</sub>/ hidrocarburos, el diagrama de fases cambiaría. Mostrando un aumento en la presión de miscibilidad. Lo que quiere decir que para un aceite dado, se requiere una presión mucho más alta para alcanzar miscibilidad si el metano se encuentra en el fluido desplazante. Esto también es cierto para la presencia de otros gases no condensables como el N<sub>2</sub> o el O<sub>2</sub>. Estas impurezas en la corriente de CO<sub>2</sub> generalmente perjudicarán el desarrollo de la miscibilidad. Por esta razón, los gases de chimenea no son aplicables directamente como agentes de desplazamiento miscible a presiones de yacimiento que se encuentran comúnmente. Los componentes del LPG (como el C<sub>2</sub> y el C<sub>3</sub>) presentes en el CO<sub>2</sub> a inyectar, no obstante, ayudan y disminuyen el efecto del C<sub>1</sub> y otros gases no condensables. La presencia de H<sub>2</sub>S también es útil para el desarrollo de miscibilidad.

A temperaturas más bajas (cerca a 120°F o menos), el comportamiento de fases del CO<sub>2</sub> es frecuentemente de tal manera que se forman dos fases líquidas o dos fases líquidas y una fase de vapor. La descripción del proceso en un diagrama pseudoternario es más compleja para estas condiciones.

## **1.6 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DURANTE PROCESOS MISCIBLES**

La eficacia de un proceso de desplazamiento miscible depende principalmente las propiedades físicas de los fluidos, que son las que influyen en el comportamiento del flujo en el yacimiento. Las dos propiedades que más nos conciernen debido a su importancia son la densidad y la viscosidad, aunque otras propiedades, como la compresibilidad, solubilidad en la fase acuosa, y la tensión interfacial (IFT), a veces se requieren en los cálculos.

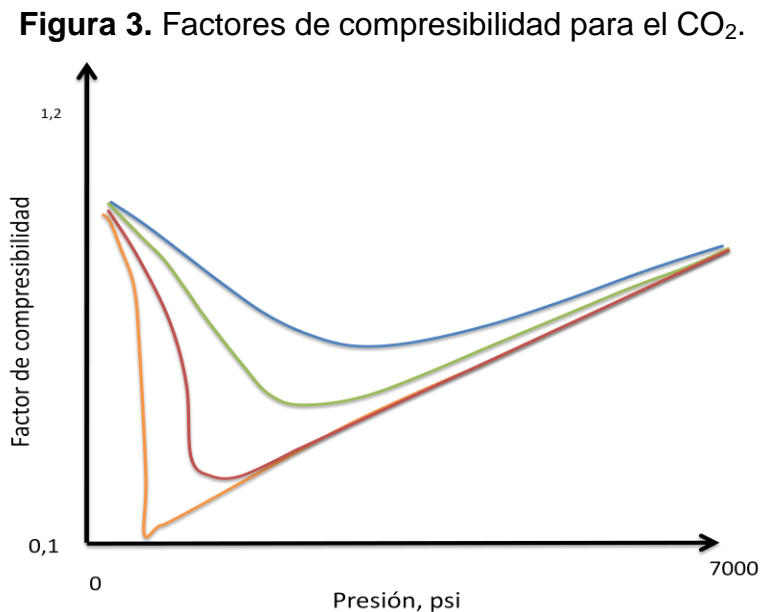
Teniendo los datos del fluido podríamos describir que tan bien se comportara la inyección de los fluidos con dos tipos de eficiencia. Las eficiencias de barrido microscópica y macroscópica.

### **1.6.1 Densidad del Fluido**

El resultado en un proceso de desplazamiento miscible puede verse afectado por descenso o ascenso gravitacional, o digitación, dependiendo de las diferencias en densidad entre el fluido desplazado y el desplazante. El conocimiento de las densidades relativas de los fluidos y las mezclas de fluidos es importante para el diseño del proceso.

### 1.6.1.2 Densidad del CO<sub>2</sub>

Sage y Lacey hallaron factores de compresibilidad y densidades para el CO<sub>2</sub> y fueron reproducidas por Stalkup. La figura 3 muestra los factores de compresibilidad a 4 temperaturas.



**Fuente:** Sage and Lacey and Stalkup.

### 1.6.1.3 Densidad de las Fases CO<sub>2</sub>-Hidrocarburo Líquido Saturado

Las densidades de mezclas de líquidos hidrocarburos y CO<sub>2</sub> con hidrocarburos pueden ser calculadas haciendo uso de una ecuación de estado, EOS. Un estimado de la densidad del líquido puede ser calculado en base de una densidad mol promedio de los componentes puros

Un problema, sin embargo, es que la fase condensada de un componente como el CO<sub>2</sub>, normalmente un fluido en fase vapor sobre el punto crítico a la temperatura y presión de la mezcla, no se conoce o no puede ser predicho fácilmente. En este caso, una

densidad de la fase líquida “aparente” puede ser usada si hay disponibilidad de datos experimentales.

### **1.6.2 Viscosidad del Fluido**

La razón de movilidad en un proceso de desplazamiento es función directa de las viscosidades de los fluidos desplazados y desplazantes. Las viscosidades de los aceites varían en un gran rango, desde menos que el valor para el agua ( $\approx 1,0$  cp) a valores muy grandes para aceites pesados. Las viscosidades de los solventes miscibles tienden a ser significativamente más pequeñas en valor; de este modo, la razón de movilidades es usualmente poco favorable para un proceso miscible.

## **1.7 EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO CUANDO HAY AGUA MÓVIL PRESENTE.**

El agua móvil está presente en un proceso de desplazamiento miscible en dos situaciones generales. Si el desplazamiento es conducido después de una inyección de agua, como un proceso terciario de recuperación, donde el agua es desplazada junto con el aceite. Ocurrirá flujo en dos fases en la parte frontal del frente de desplazamiento. Si el solvente inyectado ( $C_3$ ,  $CO_2$ , etc.) no desplaza eficientemente el agua, también ocurrirá un flujo simultáneo de solvente y agua sobre una región del desplazamiento.

En algunas aplicaciones, el agua es inyectada alternadamente con un solvente para mejorar la relación de movilidades en el desplazamiento. La presencia de una fase de agua fluyendo en la región del sistema donde el solvente también está fluyendo reduce la permeabilidad efectiva al solvente, y así reduce su movilidad. El método es llamado un proceso de agua alternada con gas (WAG).

La presencia de una fase acuosa, fluyendo o estancada, no tiene efecto significativo en el comportamiento de fases ya sea en un proceso FCM o MCM. La miscibilidad es adquirida en básicamente la misma manera de si estuviera el agua o no.

La presencia de una fase de agua fluyendo, sin embargo, tiene un efecto negativo en la eficiencia de desplazamiento, aunque en muchas situaciones el efecto es relativamente pequeño. Los comportamientos asociados con la eficiencia de desplazamiento macroscópica y microscópica sin agua móvil todavía estarán presentes, pero se harán más complejos debido a la presencia de agua móvil. El problema adicional más grande creado por el flujo de agua es que ésta aleja parte del aceite lejos del solvente, o sea, reduce la habilidad del solvente para hacer contacto con el aceite móvil. Esto ocurre en los dos procesos, FCM y MCM.

### **1.8 RECOBRO TERCIARIO-SIN AGUA INYECTADA.**

En un proceso terciario donde solamente es inyectado el solvente, el alcance en el que la inyección de agua reduce la eficiencia de desplazamiento no está muy claro. Tiffin and Yellig<sup>12</sup> reportaron que la presencia de agua de una inyección de agua primaria tenía efectos insignificantes en el recobro final en núcleos mojados por agua o mojados por aceite cuando el fluido desplazante era CO<sub>2</sub>. Los valores de la saturación de aceite residual eran comparables con los valores obtenidos en la ausencia de agua.

Por otro lado, en un estudio llevado a cabo por Campbell<sup>13</sup> con el uso de una celda visual para observar el desplazamiento, se reportó que los solventes miscibles eran relativamente ineficientes para desplazar el aceite en un proceso terciario. El agua de una inyección primaria bloquea efectivamente la saturación residual de aceite que deja

la inyección de agua y evita que haga contacto con los solventes inyectados. El  $\text{CO}_2$  fue algo más eficiente que el resto de los solventes debido a que el  $\text{CO}_2$  puede difundirse rápidamente a través del agua y hacer contacto con el aceite atrapado. Las solubilidades relativamente altas del  $\text{CO}_2$  en el agua, comparada con la de otros solventes, mejora la transferencia de masa hacia el aceite atrapado. Otros solventes como el  $\text{C}_3$ , pueden ser efectivos para desplazar la fase de aceite cuando se da suficiente tiempo para contacto. La difusión es un proceso relativamente lento.

## 2. INFORMACIÓN DEL CAMPO

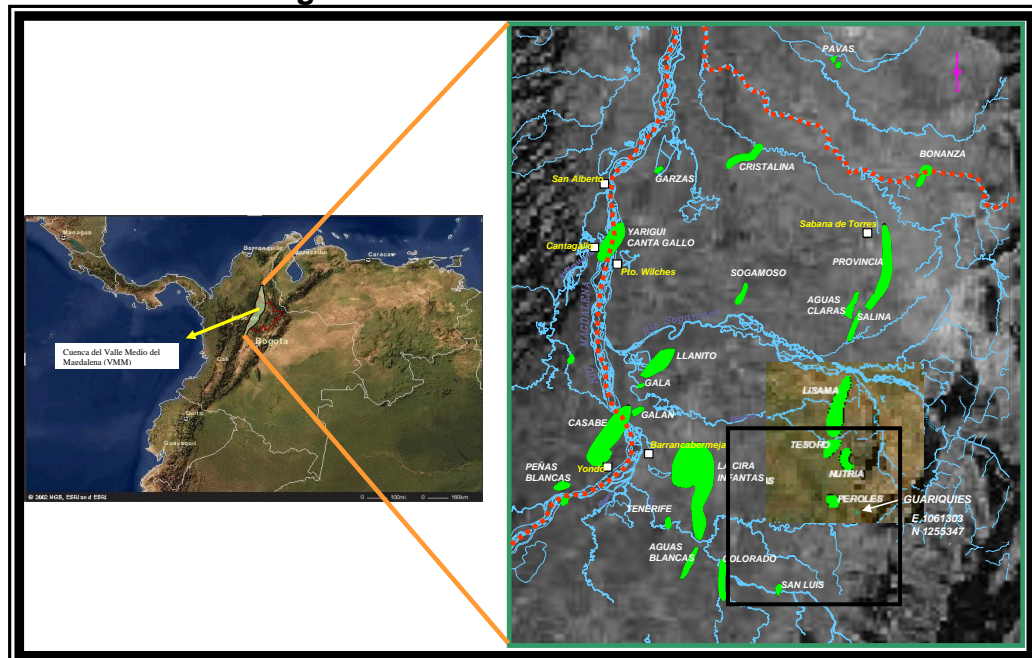
### 2.1 UBICACIÓN DEL CAMPO

El Área Lisama está localizada en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al sur-oeste de la cuenca de Provincia y al Norte de los campos de La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A (Figura 4).

Lisama es un anticlinal situado al Noreste de la antigua Concesión De Mares, a 45 Km. de Barrancabermeja, limitado hacia el este por la Falla de La Salina y hacia el Oeste por la Falla de Peña de Oro.

El bloque de producción Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas: Campo Lisama, Campo Tesoro, Campo Nutria y Campo Peroles. El Campo Nutria fue el campo en el cual se desarrollo la investigación.

**Figura 4** Ubicación del Área Lisama



Fuente: "Modelo Geoestadístico para el Área Lisama" Informe Final. ICP-2009.

## **2.2 HISTORIA DEL CAMPO NUTRIA**

El campo de Nutria es la extensión de la parte Sur-Este del campo Lisama y Este del Campo Tesoro, entre las cuadrículas kilométricas 15-18 norte y 24-25 Este.

La exploración con taladro en ésta área se inició el 20 de octubre de 1967 mediante la perforación del pozo Nutria 2 cuyo objetivo geológico era la parte inferior del Eoceno con el interés de definir la capacidad productora de las Formaciones Esmeraldas La Paz y Lisama. La perforación terminó el 12 febrero de 1968 a una profundidad de 11.041 pies en la Formación Lisama. La parte inferior del eoceno resultó seco y se taponó hasta 8.335 pies terminando el pozo en las Formaciones Mugrosa y Colorado en marzo 10 de 1969. con una producción inicial de 240 BOPD de 37° API en flujo natural. En 1982, con base en una sísmica de alta resolución y una revisión geológica del Campo, se inició el desarrollo del Campo con la perforación del pozo Nutria 3 que terminó en Zona B (Formación Mugrosa) en diciembre de 1982 con una producción inicial de 360 BOPD, 1.0 BS6W y 590 pc/bl, fluyendo. En mayo del mismo año se perforó el pozo Nutria 5, productor de zona B, en junio el Nutria 4 productor de zonas A y B (Mugrosa y Colorado) y en y en agosto Nutria 6, productor de Zona B. En 1985 se perforaron los pozos Nutria 11 productor de Zona A y no comercial en Zona B, el Nutria 10 productor de Zona A y B, el Nutria 9 productor de Zona A y B, el Nutria 7 productor no comercial de la formaciones Colorado y Mugrosa, el Nutria 8 que resultó no comercial de Zona B y esta completado como productor de Zona A, el Nutria 15 mejor productor del campo. El Nutria 12 se completó como productor de zona B, el Nutria 13 se completó como productor de las Zonas A y B, el Nutria 14 se completó como productor de las Zonas A y B. Durante 1986 se perforaron los pozos Nutria 16 el cual fue abandonado por problemas de desviación, y se perforó el Nutria 16 A, que fue completado como productor de Zona A y B, el Nutria 17 completado como productor de zonas A y B; el Nutria 18 completado en Zonas A y B, el Nutria 19 completado en Zonas A y B; el Nutria 20 completado en la arenas Colorado y Mugrosa, el Nutria 21

completado en las Zonas A y B, el Nutria 22 Completado en las Zonas A y B el Nutria 24 completado como productor de Colorado A y Mugrosa B.

En 1987 se perforaron: el Nutria 23 completado como productor de Mugrosa B, el Nutria 27 completado como productor de las Zonas A y B, el Nutria 28 completado como productor de Zonas A y B y el Nutria 29 inició perforación en 1987, termino en 1988 y fue completado como productor las Formaciones Colorado A y Mugrosa B.

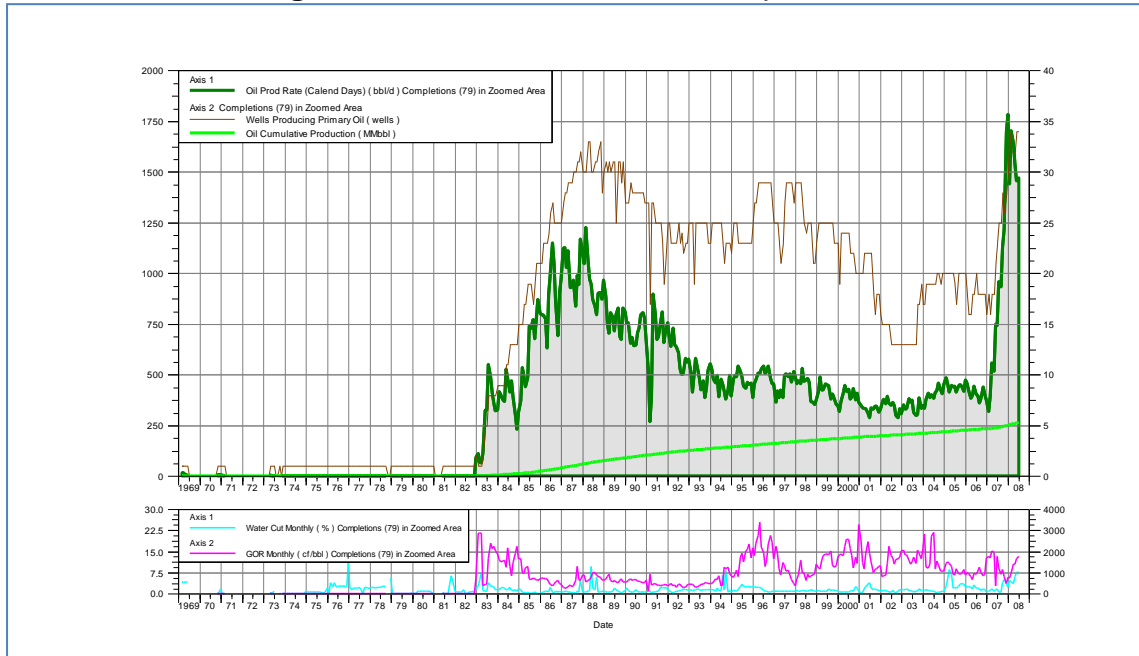
El Campo Nutria se desarrolló teniendo en cuenta justificaciones de orden estructural y de orden estratigráfico.

Las perforaciones realizadas confirmaron la presencia de un anticlinal localizado contra la falla de la Salina, la traza de la falla en superficie está marcada con un fuerte escarpe topográfico dado por el contacto entre el cretáceo (F. Umir) y el Terciario (F. Real). Estratigráficamente, los niveles productores Colorado Zona A y Mugrosa Zona B corresponden a sedimentos depositados en facies fluviales los cuales se distribuyen geofísicamente a lo largo de las zonas por donde corrieron los rios ancestrales que los transportaron y depositaron. Estos cuerpos arenosos se caracterizan por presentar frecuentemente acuñamiento lateral en el cual se pierden las propiedades de porosidad y permeabilidad. A este fenómeno se deben los resultados obtenidos en el pozo Nutria 8 en el cual por posición marginal, los desarrollos arenosos son escasos y con muy baja porosidad y permeabilidad situación que le da al pozo condiciones de almacenamiento muy pobre. La información suministrada por este pozo es valiosa y permite concluir que hacia el oeste del Campo, las condiciones estratigráficas no son atractivas.

El aceite original estimado para el Campo Nutria es de 33.6 Mbbls y de gas son de 16.4 Giga pies cúbicos; la producción acumulada a agosto de 2006 es de 5.70 Mbbls y 5.69 Giga pies cúbicos de gas, el factor de recobro es de 17%. En la Figura 5, se muestra el comportamiento histórico de la producción de aceite, gas y agua, la variación del GOR,

del BSW y la producción acumulada de los fluidos del yacimiento. Con base en los valores de petróleo original en sitio y las producciones acumuladas a la fecha, las reservas por recuperar 2.57Mbls.

**Figura 5** Producción Histórica Campo Nutria



Fuente: Herramienta OFM.

### 2.3 MODELO ESTÁTICO

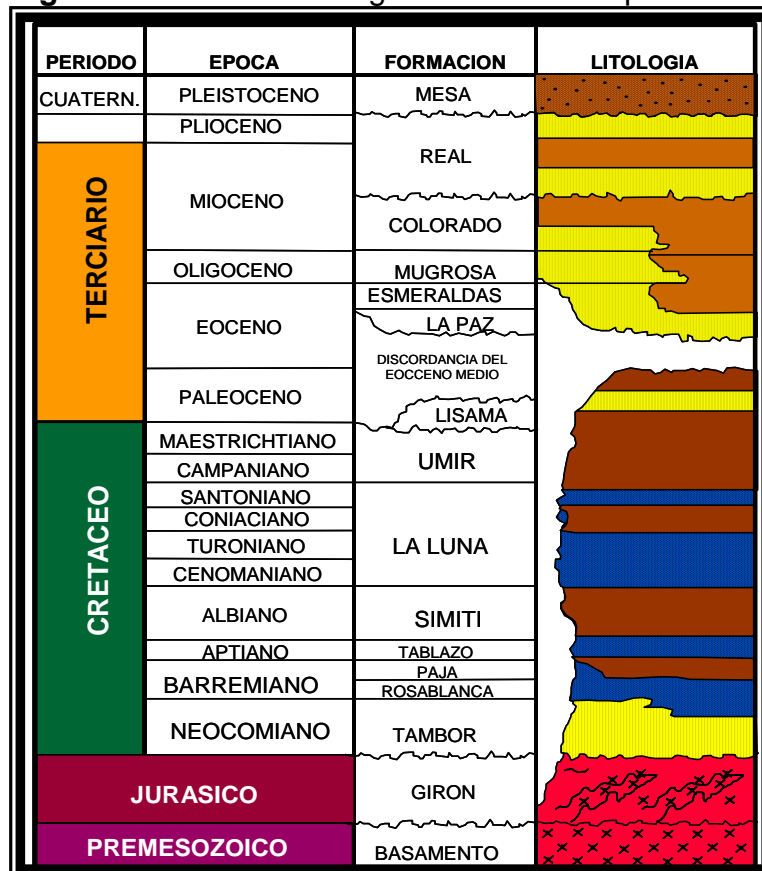
Para el área Lisama se cuenta con un estudio realizado por un equipo multidisciplinario que se encargó de describir el yacimiento y desarrollar un plan apropiado para utilizar más eficientemente en cuanto a su manejo y operación. Este estudio cuenta con modelos estratigráficos, estructural, petrofísico y finalmente geoestadístico que cumplió con la función de realizar un modelo integrado del yacimiento, desde el punto de vista geológico sin su validación con el modelo dinámico. Basados en el informe de “Modelamiento para Optimizar el factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de

las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo”, se dan a conocer las conclusiones más importantes de ese estudio. En la figura 6 se da a conocer la columna estratigráfica del campo.

- La revisión de los núcleos pertenecientes a los pozos Lisama 146, Lisama 138, Lisama 125, Tesoro 32, Tesoro 34, Nutria 13 y Peroles 3P, permitió reconocer 4 asociaciones de facies predominantes dentro del Área Lisama; asociación de facies de Canal, asociación de facies de Complejos de Crevasse Splay, asociación de facies Flood Plain y facies de Paleosuelos.
- Las facies de canal que se encontraron en el área de estudio hacen parte de las rocas con las mejores características como roca almacenadora. Estas asociaciones se encuentran en dos diferentes tendencias granulométricas, las cuales se reconocen en los registros GR y SP con respuestas características. Embudo aserrado para la primera tendencia (granodecreciente) y en forma de cilindro aserrado para la segunda tendencia (sin cambio granulométrico).
- Dentro del reconocimiento de las rocas con capacidad para almacenar hidrocarburo en las formaciones Mugrosa y Colorado en el Área Lisama se observó que además de las facies de canal algunas facies pertenecientes al Complejo de Crevasse splay poseen una capacidad real de almacenar hidrocarburo, la cual disminuye con el aumento del porcentaje de arcilla que se encuentra dentro de cada una de estas rocas.
- La extrapolación de la información de corazones llevada a cabo gracias al amarre roca registro permitió reconocer los diferentes marcadores geológicos que se utilizaron en la definición de cada uno de los topes estratigráficos que se trazaron en el área.

- El Anticlinal Lisama se encuentra enmarcada dentro de dos escamas estructurales controladas por las fallas de la Salina y Peña de Oro.
- El Área Lisama presenta un entrapamiento de hidrocarburos de tipo estructural con un fuerte control estratigráfico el cual aumenta hacia el Campo Nutria, las fallas de Peña de Oro y Satélite son los respectivos cierres de las dos escamas estructurales que presenta el anticlinal de Lisama.

**Figura 6** Columna estratigráfica VMM Campo Lisama



Fuente: "Modelo Geoestadístico para el Área Lisama" Informe Final. ICP-2009

## **2.4 MODELAMIENTO DE FLUIDOS DEL CAMPO**

Con el fin de modelar el comportamiento dinámico de fluidos del campo, para su utilización en la construcción del modelo numérico composicional, se hizo un ajuste de la ecuación de estado. A continuación se hace una descripción del procedimiento y de los resultados obtenidos.

### **2.4.1 ANÁLISIS DE CALIDAD Y REPRESENTATIVIDAD PVT**

La selección del PVT que se utilizó para el modelamiento de fluidos del Área Lisama fue basado en el estudio de “*caracterización de fluidos del Área Lisama*”, realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo en el año 2007. En el cual, se determinó la representatividad de los análisis PVTs del área así:

El primer paso al implementar la metodología<sup>2</sup> es realizar un control de calidad a los 16 PVT's del área teniendo en cuenta la representatividad y calidad del fluido.

En resumen un fluido es representativo si se captura una muestra que proviene de una zona en la que no se han alterado las condiciones originales del yacimiento en el momento de su muestreo. En el Área Lisama se identificaron como no representativos los PVT's LISA0082, LISA0120, LISA0160 y LISA0165 por lo cual quedaron descartados y como representativos LISA0005 (2), LISA0008, LISA0045, LISA0048, LISA0049, LISA0095 (2), TESO0031, TESO0035, NUTR0031 y PERO0001.

Continuando con la metodología y para definir la calidad de un PVT se debe realizar un procedimiento en el que básicamente se compara la presión, la densidad, la temperatura y el GOR del yacimiento en el momento del muestreo, con los resultados experimentales obtenidos en el PVT, este procedimiento se presenta a continuación:

---

<sup>2</sup> Informe técnico Caracterización de fluidos Área Lisama

1. Gráfica contra profundidad (TVDSS) las propiedades de API, Presión, densidad y GOR.
2. Identificar GOR tempranos vs. Profundidad (TVDSS), especialmente los intervalos que se cañonearon y probaron como gasíferos.
3. Identificar API tempranos o iniciales vs. Profundidad (TVDSS).
4. Identificar Presión inicial de yacimiento a partir de GRS y RFT vs. Profundidad (TVDSS), observar la presión de yacimiento cuando el GOR se dispara en los pozos.

5. Procedimiento de Calidad:

- a. Comparar la presión de flujo de fondo y la presión estática de yacimiento obtenidas en la pruebas de presión (PBU, DD) con la presión de burbuja reportada en el PVT, a la misma profundidad de referencia; la presión de burbuja debe necesariamente ser inferior a las otras dos presiones para garantizar un muestreo de una sola fase en el yacimiento (primera prueba de calidad).

En el Área Lisama el único PVT que no cumple con esta condición es el LISA0008 debido a que la presión de burbuja es 2742 psig y la presión de yacimiento es de 2477 psig, lo que significa que el yacimiento se encontraba inicialmente en dos fases, este PVT fue descartado.

- b. Calcular densidad a partir de los gradientes de presión iniciales del pozo y/o de los pozos vecinos en la misma formación en el momento del muestreo.

$$\rho_{oil} \left[ \frac{gr}{c.c.} \right] = 1 \left[ \frac{gr}{c.c.} \right] \times \frac{G.E \left[ \frac{psi}{ft} \right]}{0.052 \left[ \frac{psi}{ppg \times ft} \right] \times 8.33 \left[ \frac{ppg}{ppg} \right]}$$

- c. Realizar corrección de la densidad del PVT @ Pb a la Presión de Yacimiento soportados en la relación de volúmenes.
- d. Comparar la densidad obtenida de los gradientes de presión original con la obtenida experimentalmente en el PVT y estimar el error (segunda prueba de calidad).
- e. Comparar la Tyto con la temperatura reportada en el PVT y estimar el error (tercera prueba de calidad).
- f. Comparar el GOR en solución reportado en el PVT (Rs) y el GOR inicial de los pozos y estimar el error (cuarta prueba de calidad).

El error aceptable en las últimas tres pruebas de calidad es del 3%, si el PVT cumple con esta condición se puede decir que es un PVT de calidad. Los PVT's LISA0005 LOWER, TESO0031, TESO0035 Y PERO0001 fueron descartados en la segunda prueba de calidad, todos los PVT's cumplen con la tercera prueba de calidad y finalmente los PVT's LISA0005 UPPER, LISA0045 y LISA0049 se descartaron en la cuarta prueba de calidad.

Al finalizar este procedimiento se concluyó que los PVT's representativos y confiables son el LISA0048, LISA0095 ZONA 1, LISA0095 ZONA 2 y NUTR0031, todos pertenecientes a la Formación Mugrosa.

6. Aplicar barras de error en las gráficas, esto debido a que los análisis de laboratorio tienen un error experimental que se debe tener en cuenta.

En la siguiente tabla se presentan las fechas de muestreo y de inicio de producción de cada pozo, se debe tener en cuenta que las formaciones de interés empezaron a producir en el año de 1967 en algunos sectores.

**Tabla 3. Inventario PVTs del Área Lisama.**

<b>Nombre del pozo</b>	<b>Tope ft</b>	<b>Base ft</b>	<b>Fecha Muestreo</b>	<b>Tipo de Muestreo</b>	<b>Profundidad de Muestreo (ft)</b>	<b>Fecha inicio de producción pozo</b>
<b>LISA0005 LOWER</b>	5766	5824	10/04/1965	Fondo	5675	01/02/1967
<b>LISA0005 UPPER</b>	5590	5660	10/04/1965	Fondo	5250	01/02/1967
<b>LISA0008</b>	5910	6026	01/11/1966	Fondo	5750	01/02/1967
<b>LISA0045</b>	7211	7219	20/12/1976	Fondo	7200	01/12/1976
<b>LISA0048</b>	6701	6851	19/12/1976	Fondo	6660	01/12/1976
<b>LISA0049</b>	8162	8204	07/12/1976	Fondo	8100	01/08/1976
<b>LISA0082</b>	7922	7926	03/10/1992	Superficie	0	01/02/1981
<b>LISA0095 Zona 1</b>	7958	8035	17/03/1981	Fondo	7940	01/03/1981
<b>LISA0095 Zona 2</b>	8079	8140	12/03/1981	Fondo	8050	01/03/1981
<b>LISA0120</b>	7556	7566	19/08/1985	Fondo	7400	01/09/1985
<b>LISA0160</b>	3620	5197	15/05/2006	Superficie	0	01/12/2005
<b>LISA0165</b>	2232	2602	15/05/2006	Superficie	0	01/11/2005
<b>NUTR0031</b>	7780	7810	10/06/2007	Fondo	7800	01/06/2007
<b>TESO0031</b>	7554	7637	21/11/1986	Fondo	7500	01/11/1986
<b>TESO0035</b>	7948	8126	15/10/1986	Fondo	8050	10/10/1986
<b>PERO001</b>	5270	5768	31/10/1977	Fondo	5150	01/10/1977

Fuente: Castro R, Cañas W, Osorio R. Informe de Fluidos Área Lisama. ICP 2007

La metodología explicada en la sección anterior fue aplicada a todos los PVT's del Área Lisama, de los 16 PVT's, 13 fueron muestreos en fondo, 3 fueron muestreos en superficie, 9 poseen composición, 12 resultaron representativos, 7 confiables en la prueba de densidad, 4 confiables en la prueba de GOR y finalmente 1(NUTR0031) fue modelado en DESKTOP PVT.

## 2.4.2 ESCOGENCIA DE LA ECUACIÓN DE ESTADO

Las ecuaciones de estado cúbicas han tenido en los últimos 40 años un uso extenso, sobre todo en la industria del petróleo. Este hecho ha promovido el desarrollo y evolución de estos modelos termodinámicos y por lo tanto mediante la metodología propuesta en la tesis de “Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Escuela Colorado<sup>3</sup>” se escogieron las ecuaciones de estado de mayor uso en la industria y sus características más importantes fueron comparadas cualitativamente.

Las ecuaciones analizadas fueron escogidas porque han sido utilizadas en el modelamiento de fluidos de yacimiento y existe bibliografía científica que así lo demuestra.

**Tabla 4.** Escala descriptiva

<b>Evaluación</b>	<b>(MB) Muy bueno</b>	<b>(B) Bueno</b>	<b>(R) Regular</b>	<b>(M) Malo</b>
<b>Descripción</b>	Cumple totalmente la característica y posibilita que los resultados predichos sean similares a los obtenidos experimentalmente.	Cumple la característica, aporta para que los resultados del modelo se aproximen a los obtenidos experimentalmente.	Cumple parcialmente la característica; medianamente contribuye para que los resultados del modelo sean similares a los obtenidos experimentalmente.	No cumple bien la característica; con lo cual los resultados del modelo se desvían de los obtenidos experimentalmente.
<b>Puntuación</b>	100-91	90-71	70-51	50-0

Fuente: Herrera J. Patiño J.. Análisis de integrado de fluidos para el Campo Colorado-UIS-2009

<sup>3</sup> Herrera J. Patiño J. “Análisis integrado de fluidos para el campo Colorado” UIS-2009

**Tabla 5.** Comparación de modelos de ecuaciones de estado.

CARACTERISTICAS	PR (3P)	SRK (3P)	ZJ (RK)	SW	UM	HEYEN	KUBIC	AL	PT
Determinación del comportamiento volumétrico de mezclas de hidrocarburos.	70	65	70	91	50	50	50	50	50
Determinación de la densidad del líquido en mezclas de hidrocarburos	70	65	70	91	50	50	50	50	50
Capacidad para la predicción del equilibrio vapor líquido en mezclas de hidrocarburos	98	98	90	65	65	65	65	65	65
Comportamiento en las regiones críticas y de alta presión en mezcla de hidrocarburos	50	50	50	40	40	40	40	40	40
Comportamiento en regiones de baja presión	95	95	90	85	85	85	85	85	85
Tiempo de computo empleado	98	98	98	98	90	90	90	90	90
Cantidad de datos de entrada que se requieren para el modelado	98	98	98	90	90	90	90	90	90
Utilizado en modelamiento de fluidos de yacimiento y/o en simulación de procesos de refinación	100	100	90	65	65	65	65	65	65
Implementada en software comerciales para ajuste por regresión	100	100	95	20	20	20	20	20	20
<b>TOTAL</b>	<b>779</b>	<b>769</b>	<b>751</b>	<b>645</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>555</b>

Fuente: Herrera J. Patiño J. Análisis de integrado de fluidos para el Campo Colorado-UIS-2009

PR: Peng-Robinson, SRK: Soave-Redlich-Kwong, ZJ: Zudkevitch-Joffe, SW: Schmidt and Wenzel, US: Usdin-Mcaliffe (UM)(123), Heyen, Kubic, AL: Adachi-Lu, PT: Patel-Teja.

### 2.4.3 AJUSTE ECUACIÓN DE ESTADO

Se escogió DESKTOP-PVT ya que ha demostrado su confiabilidad al ser utilizado exitosamente por ECOPETROL S.A en el modelamiento de fluidos.

Para que el ajuste de una ecuación de estado modele correctamente pruebas PVT como CCE, DL y viscosidad, se debe llevar a cabo la siguiente metodología.

**Tabla 6.** Metodología para ajuste de ecuaciones de estado.

<b>Etapa</b>	<b>Actividades</b>
<b>1. Caracterización de la fracción pesada</b>	Extensión (Splitting en inglés) en seudocomponentes (SCN) y asignación de propiedades críticas y factores acéntricos ( $P_c$ , $T_c$ , $w$ )
<b>2. Ajustes preliminares de la EOS por regresión con los seudocomponentes escogidos.</b>	Corroborar el comportamiento de la caracterización de la fracción pesada, la precisión de las correlaciones escogidas para ( $P_c$ , $T_c$ , $w$ ) y las variables de regresión apropiadas para el ajuste de la EOS.
<b>3. Agrupamiento (Lumping en inglés) de los componentes de la ecuación de estado ajustada.</b>	Determinar esquemas de agrupamiento que permitan el uso de la EOS ajustada en simulación de procesos de recobro mejorado con tiempos de cómputo apropiados.
<b>4. Evaluar la consistencia termodinámica de la EOS ajustada luego del Lumping.</b>	Calcular con la EOS ajustada la envolvente de fases del fluido modelado y evaluar la consistencia termodinámica del mismo.

Para el muestreo representativo del pozo Nutria-31 y con la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson se ajustaron sus parámetros por el método de regresión no multivariada. Para este fin se utilizó el Software Comercial de HALLIBURTON-LANDMARK VIP DESKTOP-PVT.

#### **2.4.3.1 Caracterización de la fracción pesada**

- a. Se selecciono la ecuación de estado de Peng-Robinson tres parámetros para la modificación por regresión no lineal en el modelamiento PVT.
- b. Se realizó un Splitting de la fracción pesada desde C7PLUS hasta C45PLUS incorporando el peso molecular, la gravedad específica y la fracción molar de la fracción pesada.
- c. Se le asigno un nombre a cada pseudocomponente de la fracción pesada del fluido.
- d. Se calculó las propiedades tales como peso molecular, temperatura crítica, presión crítica, Z crítico, factor acéntrico, Omega A, Omega B y Parachor de cada pseudocomponente.
- e. Se cargó la composición correspondiente a los componentes CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, iC<sub>4</sub>, nC<sub>4</sub>, iC<sub>5</sub>, nC<sub>5</sub> y C<sub>6</sub>.
- f. Se utilizó la opción "Append EOS" del software para unir las dos EOS, la de la fracción pesada y la del resto de componentes, para tener el 100% de la composición del fluido modelado.
- g. Se guardo la EOS con el fin de realizar posteriores ajustes por regresión.

#### **2.4.3.2 Ajustes preliminares de la EOS por regresión con los pseudocomponentes escogidos.**

Luego de tener la composición del fluido se cargaron las pruebas experimentales en la opción "Test Type".

- a. Expansión a composición constante (CCE): Se realiza a sistemas de gas o aceite y las propiedades medidas son; Presión de saturación, Volumen relativo, Densidad del fluido, Merma del líquido ( $P < P_{sat}$  en sistemas de aceite), líquidos condensados ( $P < P_{sat}$  en sistemas de gas), Factor Z del gas ( $P > P_{sat}$ ).

Presión de Burbuja: 2489 psia

Temperatura del yacimiento: 153 °F

**Tabla 7.** Medidas de laboratorio CCE NUTR0031

<b>PRESION</b>	<b>VOLUMEN RELATIVO</b>
<b>(psia)</b>	<b>(Vt/Vsat)</b>
	(a)
<b>4015</b>	0,9878
<b>3515</b>	0,9917
<b>3015</b>	0,9957
<b>2515</b>	0,9999
<b>2489</b>	<b>1,0000</b>
<b>2376</b>	1,0069
<b>2315</b>	1,0113
<b>2223</b>	1,0191
<b>2135</b>	1,0280
<b>2045</b>	1,0391
<b>1909</b>	1,0613

Fuente: Informe Lisama PVT ICP 2007

- b. Prueba de liberación Diferencial (DL): Se realiza únicamente a sistemas de hidrocarburos de merma baja ( $GOR < 1500 \text{ scf}/\text{BN}$ ) y las propiedades medidas son; Factor Volumétrico del aceite, Relación Gas-Aceite ( $R_s$ ), Factor Z del gas retirado en cada etapa, Factor Volumétrico del gas, Gravedad del gas, Densidad del aceite, Composición del gas retirado.

**Tabla 8.** Medidas de laboratorio DL NUTR0031

<b>PRESION</b>	<b>Bo</b>	<b>Factor Z</b>	<b>Densidad aceite</b>	<b>GOR</b>	<b>Gravedad espec. gas</b>
<b>psia</b>	(BY/BF)		gr/cc		
<b>2489</b>	1,2592		0,7621	500,009	
<b>2015</b>	1,2159	0,98200	0,7795	421,890	0,6793
<b>1515</b>	1,1750	0,98266	0,7938	345,222	0,6773
<b>1015</b>	1,1323	0,98304	0,8108	265,615	0,6801
<b>515</b>	1,0906	0,98179	0,8267	180,657	0,7236
<b>15</b>	1,0047	0,96777	0,8892	0,000	1,0714

Fuente: Informe Lisama PVT ICP 2007

## c. Prueba de Viscosidad

**Tabla 9.** Medidas de laboratorio Viscosidad NUTR0031

<b>Presión (psia)</b>	<b>Viscosidad</b>
<b>4015</b>	1,9335
<b>3515</b>	1,8516
<b>3015</b>	1,7263
<b>2815</b>	1,7057
<b>2615</b>	1,6852
<b>2489</b>	1,6722

Fuente: Informe Lisama PVT ICP 2007

Luego de cargar los datos experimentales de las pruebas se modificaron los parámetros de regresión no lineal para ajustar la Ecuación de Estado, realizando un análisis de sensibilidad para el Splitting y caracterización de la fracción pesada.

Para el caso de este análisis se tomaron las correlaciones disponibles en el software VIP PVT-DESKTOP y se analizó como variaba la progresión de errores con cada pareja de correlaciones bajo las siguientes condiciones:

- Se variaron los parámetros de traslación de volumen (V-shifts) con intervalo de regresión para los componentes C7-C29 con intervalo de [0,75-1,3] y para C30-C45 en [0,6-1,4].
- Las presiones y temperaturas críticas se variaron en el intervalo de [0,75-1,3] en todos los componentes de la fracción pesada.
- El factor Z crítico se modificó para el ajuste de la viscosidad en los componentes pesados en un intervalo [0,5-1,2]
- Los coeficientes de interacción binarios del C1 con la fracción pesada, se modificaron en [0,8-1,2].

Los resultados de este ajuste y su porcentaje de error para cada propiedad determinada con respecto a los datos experimentales se muestran a continuación:

a. Presión de Saturación

Psat Experimental: 2489 psia

Psat Simulador: 2488,25 psia

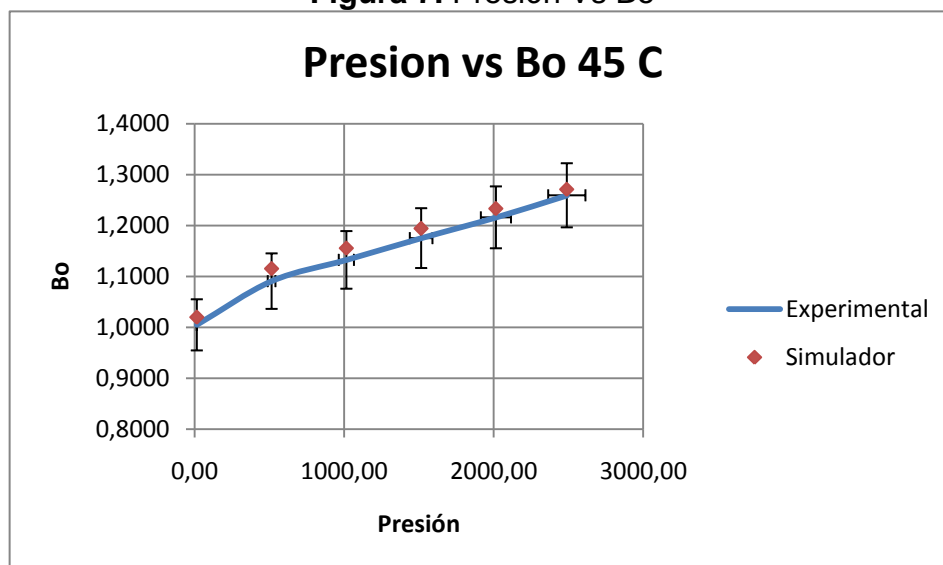
% Error: 0,03013258

b. Factor Volumétrico de formación

**Tabla 10.** Comparación datos experimentales Vs Simulados del Factor Volumétrico.

Factor Volumétrico (BY/BF)			
Presión	Experimental	Simulador	%Error
2489	1,2592	1,2711	0,9362
2015	1,2159	1,2333	1,4108
1515	1,1751	1,1943	1,6076
1015	1,1323	1,1555	2,0078
515	1,0906	1,1153	2,2147
15	1,0047	1,0199	1,4903
			<b>1,6112</b>

**Figura 7.** Presión Vs Bo

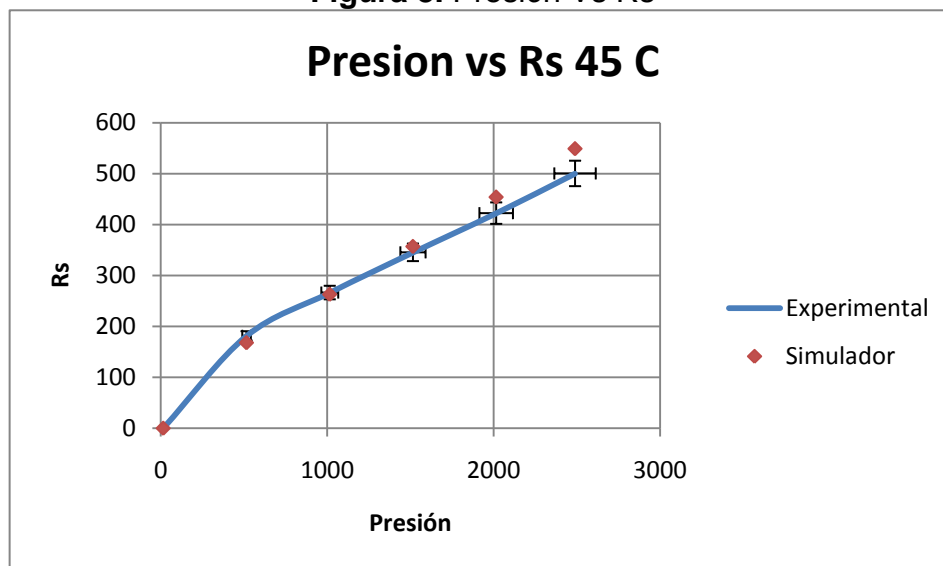


c. Relación Gas-Aceite.

**Tabla 11.** Comparación datos experimentales Vs Simulados Relación Gas-Aceite

Relación Gas-Aceite			
Presión	Experimental	Simulador	% Error
2489	500	549	8,9253
2015	422	454	7,0485
1515	345	357	3,3613
1015	266	263	1,1407
515	181	168	7,7381
15	0	0	
			<b>4,7023</b>

**Figura 8.** Presión Vs Rs

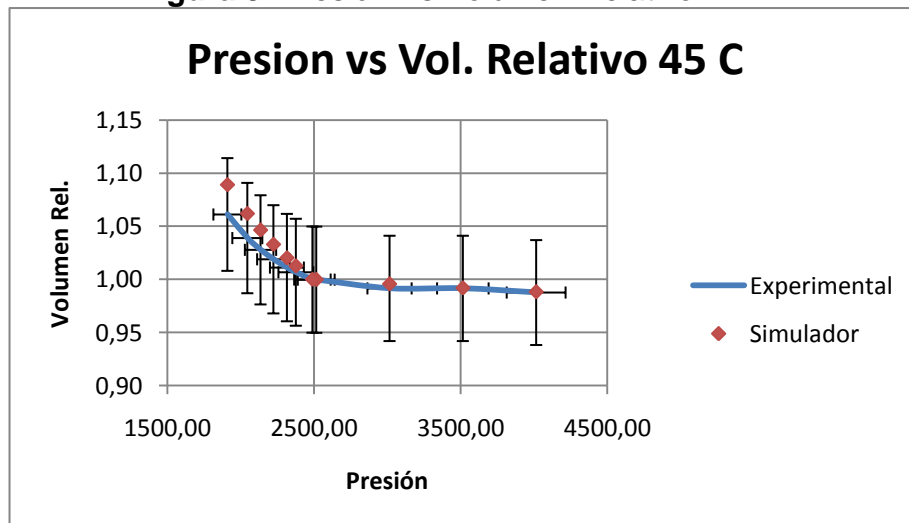


d. Volumen Relativo

**Tabla 12.** Comparación datos experimentales Vs Simulados Volumen Relativo

CCE, Volumen Relativo			
PRESION	EXPERIMENTAL(DATA)	SIMULADOR	%ERROR
4015,0000	0,9878	0,9883	0,0506
3515,0000	0,9917	0,9919	0,0202
3015,0000	0,9917	0,9957	0,4017
2515,0000	0,9999	0,9998	0,0100
2489,0000	1,0000	1,0000	0,0000
2376,0000	1,0069	1,0127	0,5727
2315,0000	1,0113	1,0203	0,8821
2223,0000	1,0191	1,0330	1,3456
2135,0000	1,0280	1,0465	1,7678
2045,0000	1,0391	1,0620	2,1563
1909,0000	1,0613	1,0892	2,5615
			<b>0,8880</b>

**Figura 9.** Presión Vs Volumen Relativo

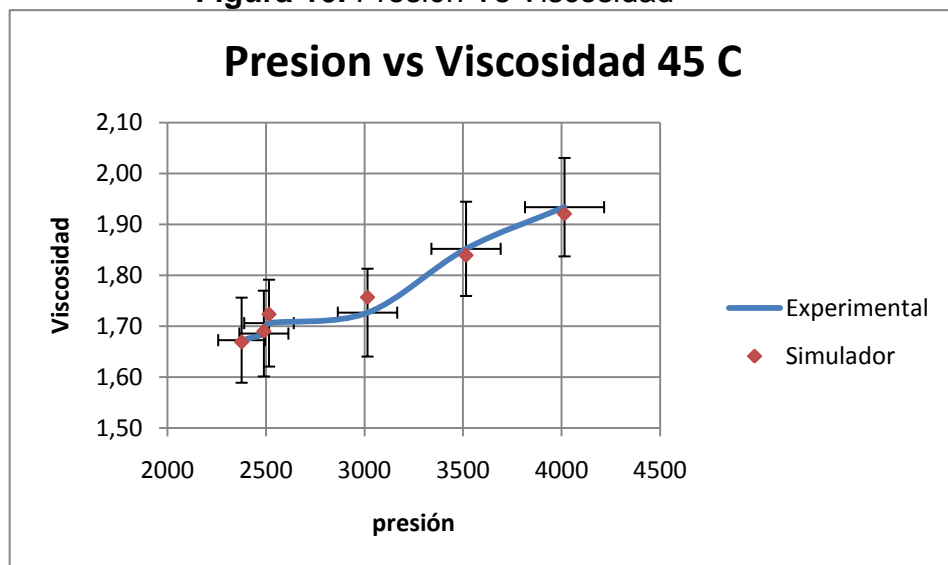


e. Viscosidad

**Tabla 13.** Comparación datos experimentales Vs Simulados Viscosidad

Viscosidad			
PRESION	EXPERIMENTAL(DATA)	SIMULADOR	%ERROR
4015,0000	1,9335	1,9208	0,6612
3515,0000	1,8516	1,8393	0,6687
3015,0000	1,7263	1,7568	1,7361
2515,0000	1,7057	1,7235	1,0328
2489,0000	1,6852	1,6901	0,2899
2376,0000	1,6722	1,6689	0,1977
			<b>0,4170</b>

**Figura 10.** Presión Vs Viscosidad



#### 2.4.4 LUMPING DE LOS COMPONENTES DE LA ECUACIÓN DE ESTADO AJUSTADA.

Una ecuación de estado de 45 componentes es inviable para su uso en aplicaciones de simulación de yacimiento, pues aumenta los tiempos de cómputo. El Lumping permite obtener una ecuación de estado con un menor número de componentes pero que mantiene el ajuste logrado en la regresión.

El análisis de sensibilidad fue llevado a cabo con las siguientes características:

- Se agruparon los 45 Componentes de la ecuación en 10 y 12 número de carbonos múltiples (MCN).
- Se restauró el ajuste variando  $P_c$ ,  $T_c$ ,  $Z_c$ , V-Shifts y coeficientes de interacción binarios.

Los componentes agrupados en cada esquema de Lumping se muestran a continuación.

**Tabla 14. Modelos de agrupamiento**

Seudocomponente	Lumping 12	Lumping 10
MCN1	N2	N2-C1
MCN2	CO2	CO2
MCN3	C1	C2
MCN4	C2	C3- iC4-nC4
MCN5	C3	iC5- nC5-C6
MCN5	iC4-nC4	C7-C10
MCN7	iC5- nC5-C6	C11-C14
MCN8	C7-C10	C15-C20
MCN9	C11-C14	C21-C29
MCN10	C15-C20	C30+
MCN11	C21-C29	
MCN12	C30+	

Los errores obtenidos para cada esquema de agrupamiento en las pruebas de CCE, DL y viscosidad del aceite se presentan a continuación.

## 1. 12 Componentes

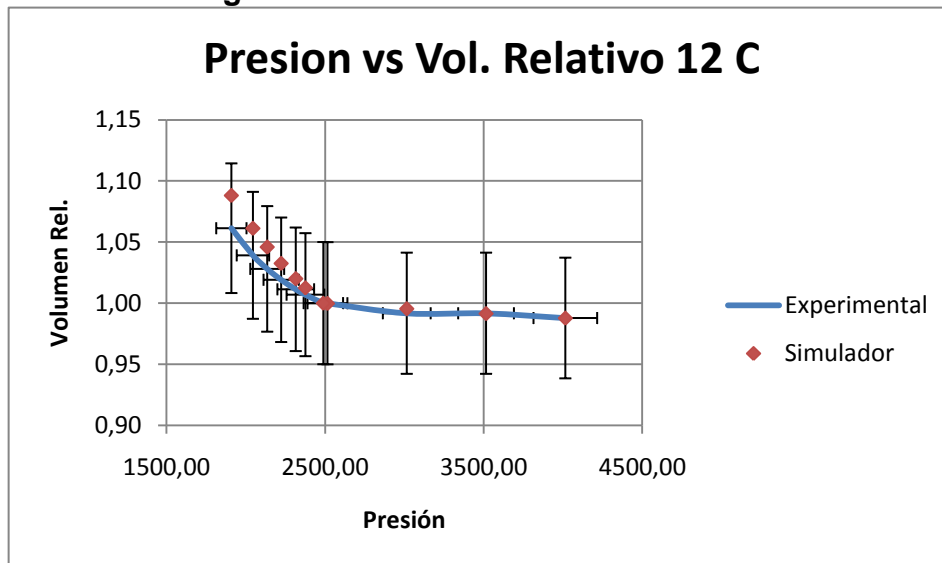
Se variaron los parámetros de traslación de volumen (V-shifts), coeficientes de interacción binario y factor Z crítico, con intervalo de regresión para los pseudocomponentes pesados (MCN8-MCN12) entre [0,7-1,3]. Las presiones y temperaturas críticas en un intervalo [0,8-1,2].

### a. Volumen Relativo

**Tabla 15.** Comparación datos experimentales Vs Simulados del Volumen Relativo.

<b>Volumen Relativo</b>			
<b>PRESION</b>	<b>EXPERIMENTAL</b>	<b>SIMULADOR</b>	<b>%ERROR</b>
<b>4015,0000</b>	0,9878	0,9878	0,0000
<b>3515,0000</b>	0,9917	0,9915	0,0202
<b>3015,0000</b>	0,9917	0,9955	0,3817
<b>2515,0000</b>	0,9999	0,9998	0,0100
<b>2489,0000</b>	1,0000	1,0000	0,0000
<b>2376,0000</b>	1,0069	1,0126	0,5629
<b>2315,0000</b>	1,0113	1,0201	0,8627
<b>2223,0000</b>	1,0191	1,0326	1,3074
<b>2135,0000</b>	1,0280	1,0460	1,7208
<b>2045,0000</b>	1,0391	1,0613	2,0918
<b>1909,0000</b>	1,0613	1,0882	2,4720
			<b>0,8572</b>

**Figura 11. Presión Vs Volumen Relativo**

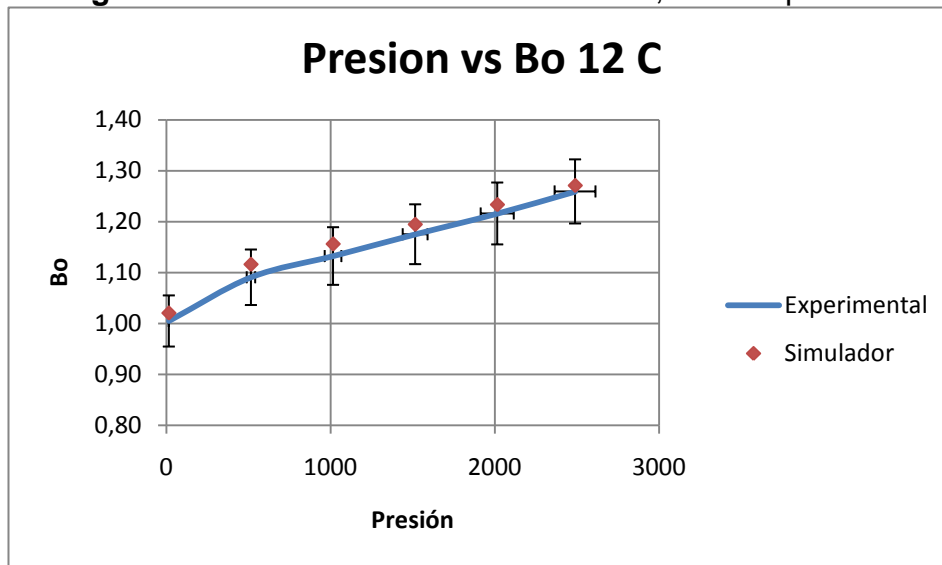


b. Factor Volumétrico

**Tabla 16. Comparación datos experimentales Vs Simulados del Factor Volumétrico**

Factor Volumétrico			
Presión	Experimental	Simulador	%Error
2489	1,2592	1,2709	0,9206
2015	1,2159	1,2334	1,4188
1515	1,1751	1,1946	1,6323
1015	1,1323	1,1561	2,0586
515	1,0906	1,1161	2,2847
15	1,0047	1,0205	1,5483
			<b>1,6439</b>

**Figura 12.** Presión Vs Factor Volumétrico, 12 Componentes

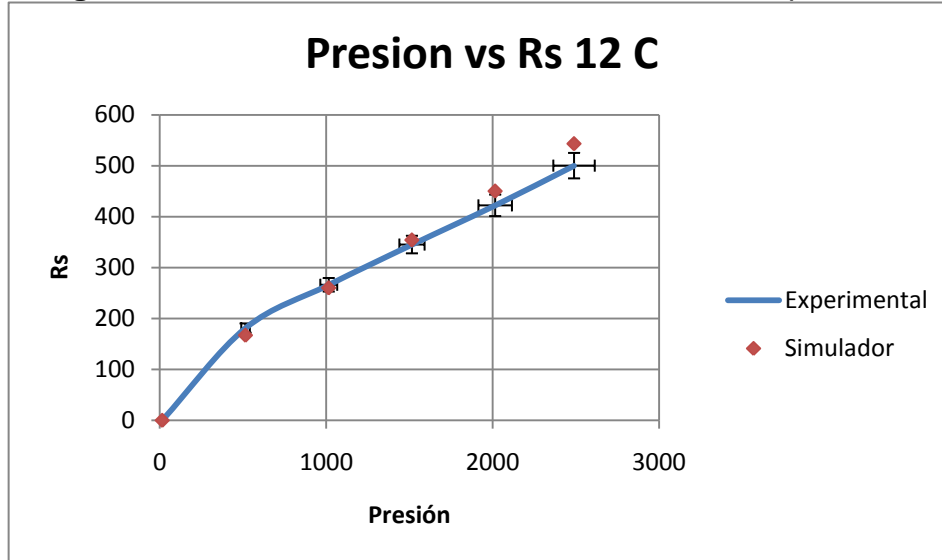


c. Relación gas-aceite

**Tabla 17.** Comparación datos experimentales Vs Simulados del Relación Gas-Aceite

Relación Gas-Aceite			
<b>2489</b>	500	543	7,9190
<b>2015</b>	422	450	6,2222
<b>1515</b>	345	354	2,5424
<b>1015</b>	266	260	2,3077
<b>515</b>	181	167	8,3832
<b>15</b>	0	0	
			<b>4,5624</b>

**Figura 13.** Presión Vs Relación Gas-Aceite, 12 Componentes

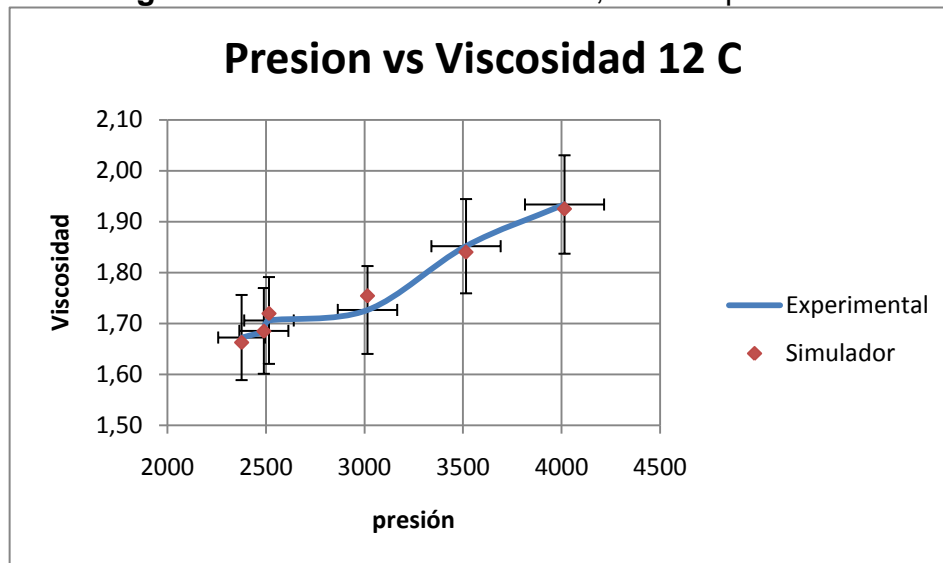


d. Viscosidad

**Tabla 18.** Comparación datos experimentales Vs Simulados de viscosidad

Viscosidad			
PRESION	EXPERIMENTAL	SIMULADOR	%ERROR
4015,0000	1,9335	1,9250	0,4416
3515,0000	1,8516	1,8401	0,6250
3015,0000	1,7263	1,7542	1,5905
2515,0000	1,7057	1,7195	0,8026
2489,0000	1,6852	1,6847	0,0297
2376,0000	1,6722	1,6626	0,5774
			<b>0,3697</b>

**Figura 14.** Presión Vs Viscosidad, 12 Componentes



## 2. Lumping 10 Componentes.

Se variaron los parámetros de regresión fueron modificados así:

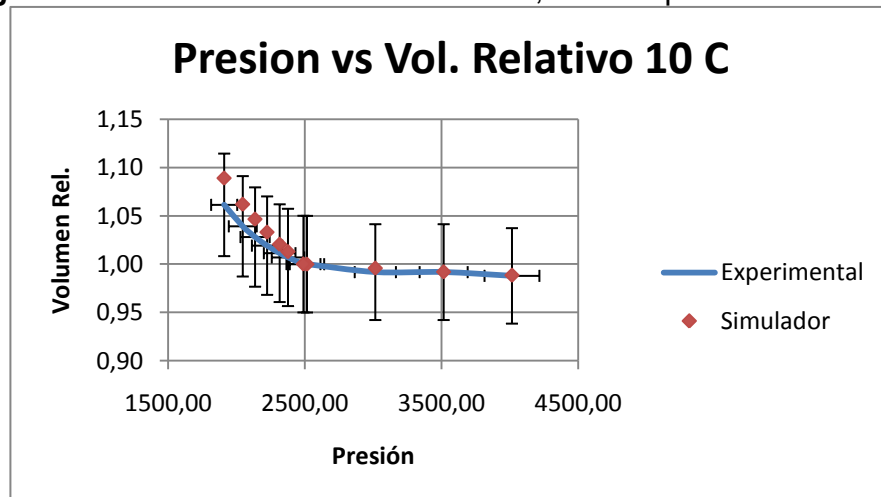
- Los parámetros de traslación de volumen (V-Shifts) y factor Z crítico, para los seudocomponentes pesados MCN6-MCN9 entre [0,7-1,3], MNC10 [0,6-1,4].
- Los coeficientes de interacción binario, presiones y temperaturas críticas en el intervalo de [0,7-1,3]

a. Volumen relativo.

**Tabla 19.** Comparación datos experimentales Vs Simulados de Volumen Relativo

Volumen Relativo			
PRESION	EXPERIMENTAL	SIMULADOR	%ERROR
4015,0000	0,9878	0,9884	0,0607
3515,0000	0,9917	0,9919	0,0202
3015,0000	0,9917	0,9957	0,4017
2515,0000	0,9999	0,9998	0,0100
2489,0000	1,0000	1,0000	0,0000
2376,0000	1,0069	1,0128	0,5825
2315,0000	1,0113	1,0204	0,8918
2223,0000	1,0191	1,0330	1,3456
2135,0000	1,0280	1,0465	1,7678
2045,0000	1,0391	1,0619	2,1471
1909,0000	1,0613	1,0890	2,5436
			<b>0,8883</b>

**Figura 15.** Presión Vs Volumen Relativo, 10 Componentes

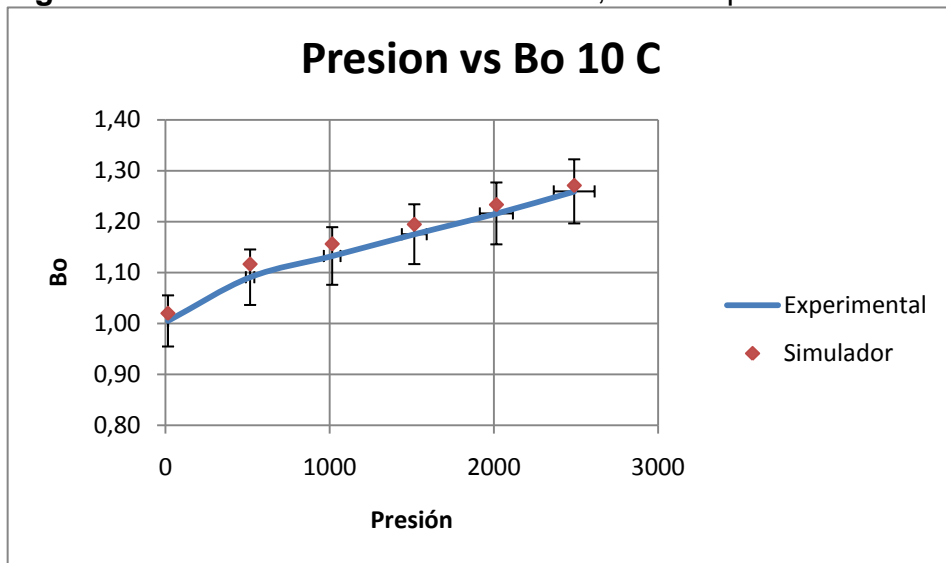


b. Factor Volumétrico.

**Tabla 20.** Comparación datos experimentales Vs Simulados de Factor Volumétrico

Factor Volumétrico			
Presión	Experimental	Simulador	%Error
2489	1,2592	1,2711	0,9362
2015	1,2159	1,2334	1,4188
1515	1,1751	1,1946	1,6323
1015	1,1323	1,1562	2,0671
515	1,0906	1,1165	2,3197
15	1,0047	1,0198	1,4807
			<b>1,6425</b>

**Figura 16.** Presión Vs Factor Volumétrico, 10 Componentes

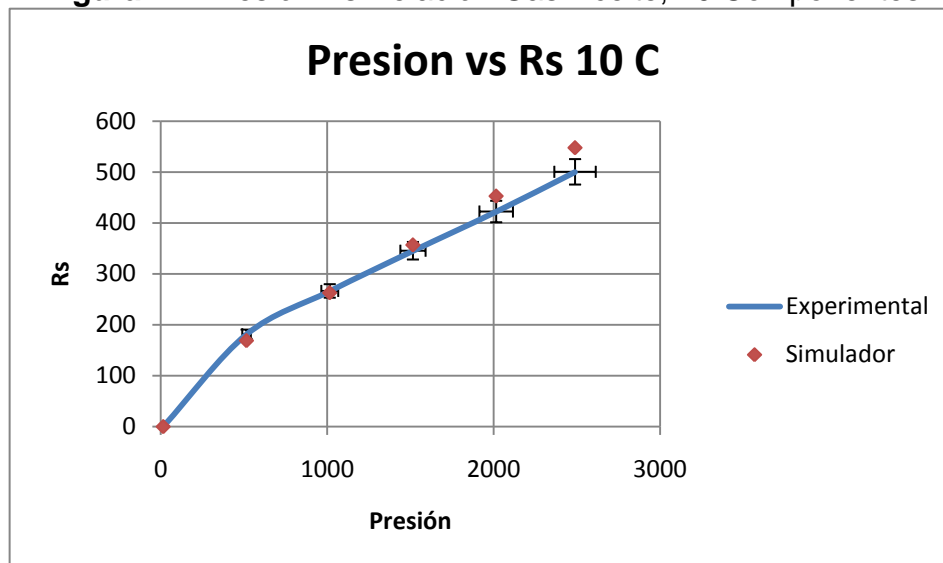


c. Relación gas-aceite.

**Tabla 21.** Comparación datos experimentales Vs Simulados de Relación Gas-aceite

	Relación Gas-Aceite		
<b>2489</b>	500	548	8,7591
<b>2015</b>	422	453	6,8433
<b>1515</b>	345	357	3,3613
<b>1015</b>	266	263	1,1407
<b>515</b>	181	169	7,1006
<b>15</b>	0	0	
			<b>4,5342</b>

**Figura 17.** Presión Vs Relación Gas-Aceite, 10 Componentes

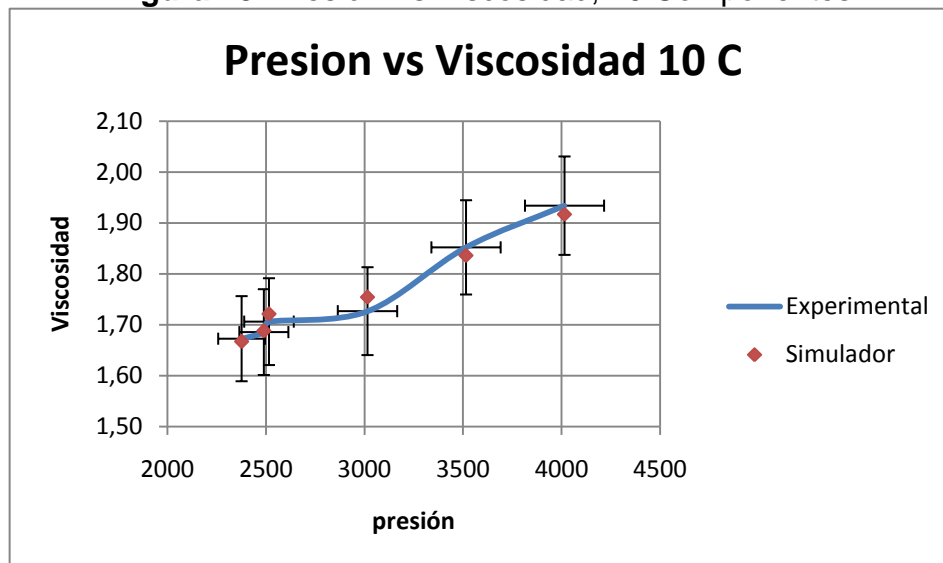


d. Viscosidad.

**Tabla 22.** Comparación datos experimentales Vs Simulados de viscosidad

PRESION	EXPERIMENTAL(DATA)	SIMULADOR	%ERROR
4015,0000	1,9335	1,9168	0,8712
3515,0000	1,8516	1,8361	0,8442
3015,0000	1,7263	1,7543	1,5961
2515,0000	1,7057	1,7213	0,9063
2489,0000	1,6852	1,6882	0,1777
2376,0000	1,6722	1,6672	0,2999
			<b>0,4269</b>

**Figura 18.** Presión Vs Viscosidad, 10 Componentes



## 2.4.5 EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA TERMODINÁMICA

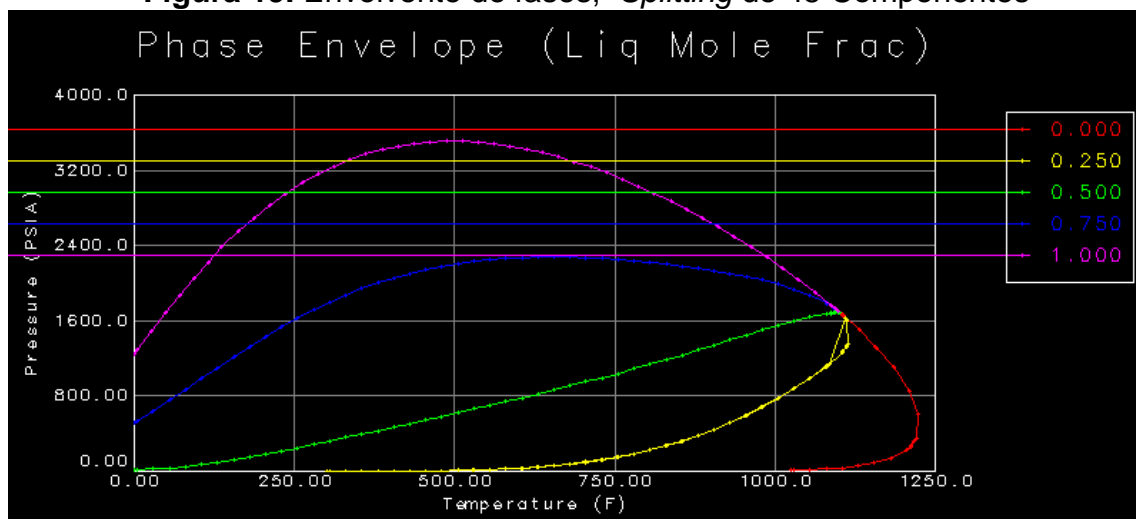
Cuando los parámetros de la ecuación de estado son determinados por el método de regresión no lineal multivariada, es necesario confirmar que los resultados están de acuerdo con la termodinámica del equilibrio de fases.

La forma directa para demostrar la consistencia termodinámica de un determinado ajuste es mediante la predicción que se obtiene de la envolvente de fases de la mezcla, ya que al variar los parámetros de la ecuación de estado como propiedades críticas, coeficientes de interacción, etc., estamos alterando el cálculo del punto crítico y por ende la envolvente de fases y sus líneas de calidad isomolares o isovolumétricas.

Un buen ajuste además de predecir con un bajo error los datos experimentales debe ser termodinámicamente consistente y la forma de su envolvente de fases debe mantener dicha consistencia.

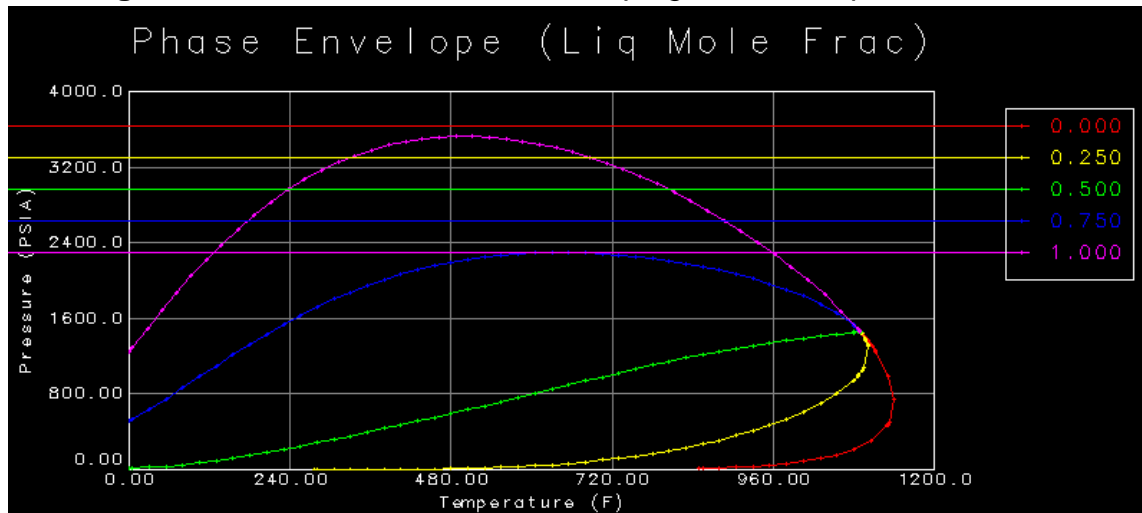
### a. 45 Componentes

**Figura 19.** Envolvente de fases, *Splitting* de 45 Componentes



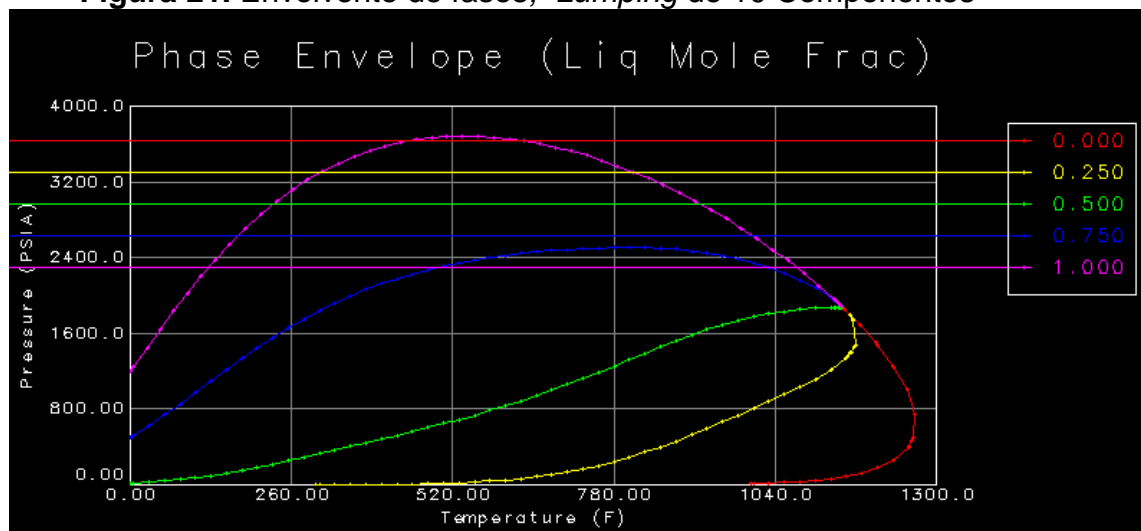
b. 12 Componentes

**Figura 20.** Envolvente de fases, *Lumping* de 12 Componentes



c. 10 Componentes

**Figura 21.** Envolvente de fases, *Lumping* de 10 Componentes



## 2.4.6 ANALISIS DE RESULTADOS

Se hizo lumping para 12 Seudocomponentes (Propuesto a partir del modelo de Whitson) y 10 Seudocomponentes (Propuesto por expertos), con el fin de hacer una comparación y obtener el mejor esquema para ser utilizado en el Modelamiento numérico. En la tabla 23 se comparan los porcentajes de error luego del ajuste por regresión, para 45, 12 y 10 Componentes.

**Tabla 23.** Comparación datos experimentales Vs Simulados

PROPIEDADES	% Error		
	45 Componentes	12 Componentes	10 Componentes
<b>Psat</b>	0,03	0,00	0,01
<b>Volumen Relativo</b>	0,89	0,86	0,89
<b>Factor Volumétrico</b>	1,61	1,64	1,64
<b>Relación gas- aceite</b>	4,70	4,56	4,53
<b>Viscosidad</b>	0,42	0,37	0,43
<b>Consistencia Termodinámica</b>	SI	SI	SI
<b>Total</b>	<b>1,53</b>	<b>1,49</b>	<b>1,50</b>

Como se observa en la tabla anterior, el menor porcentaje de error que se obtiene es con la ecuación de estado de 12 componentes, aunque, esta diferencia no es significativa con las demás.

En la determinación de la estabilidad termodinámica se puede concluir que las tres ecuaciones de estado tienen estabilidad termodinámica, aunque la ecuación con 10 seudocomponentes tiene más similitud con la envolvente de 45 componentes.

Considerando que una ecuación con pocos seudocomponentes tiene menor tiempo de computo y que el error porcentual entre las ecuaciones ajustadas para el modelamiento de fluidos del Área Lisama es similar, se utilizó la ecuación de estado de 10 Componentes para la construcción del modelo composicional.

### 3. INICIALIZACIÓN NUMÉRICA

Se utilizó el simulador ECLIPSE 100 y 300 en versión 2009.1 para construir el modelo numérico del campo Nutria. Este campo es descrito como un yacimiento de aceite Liviano con 32 ° API, Relación gas-aceite 500 scf/stb. Las fases presentes son aceite, agua y gas. Estas propiedades permiten que el modelamiento de fluidos sea representado como Black-Oil tanto como Composicional. La inicialización numérica se realizó para ambos casos, utilizando un PVT y una Ecuación de Estado, respectivamente.

El modelo está dividido en una región de saturación, una región de equilibrio y 6 unidades de flujo. La distribución vertical que se realizó para el yacimiento de Mugrosa se muestra a continuación.

**Tabla 24.** Distribución vertical de los Yacimientos Campo Nutria

UNIDADES DE FLUJO	ESPEJOR PROMEDIO DE LA UNIDAD (ft)	NÚMERO DE CAPAS	ESPEJOR PROMEDIO DE LAS CELDAS (ft)
MUGROSA B1	942	57	15.594
MUGROSA B2	844	61	13.658
MUGROSA B3	285	28	10.620
MUGROSA C1	295	34	15.472
MUGROSA C2	721	46	10.637
MUGROSA C3	114	13	14.483

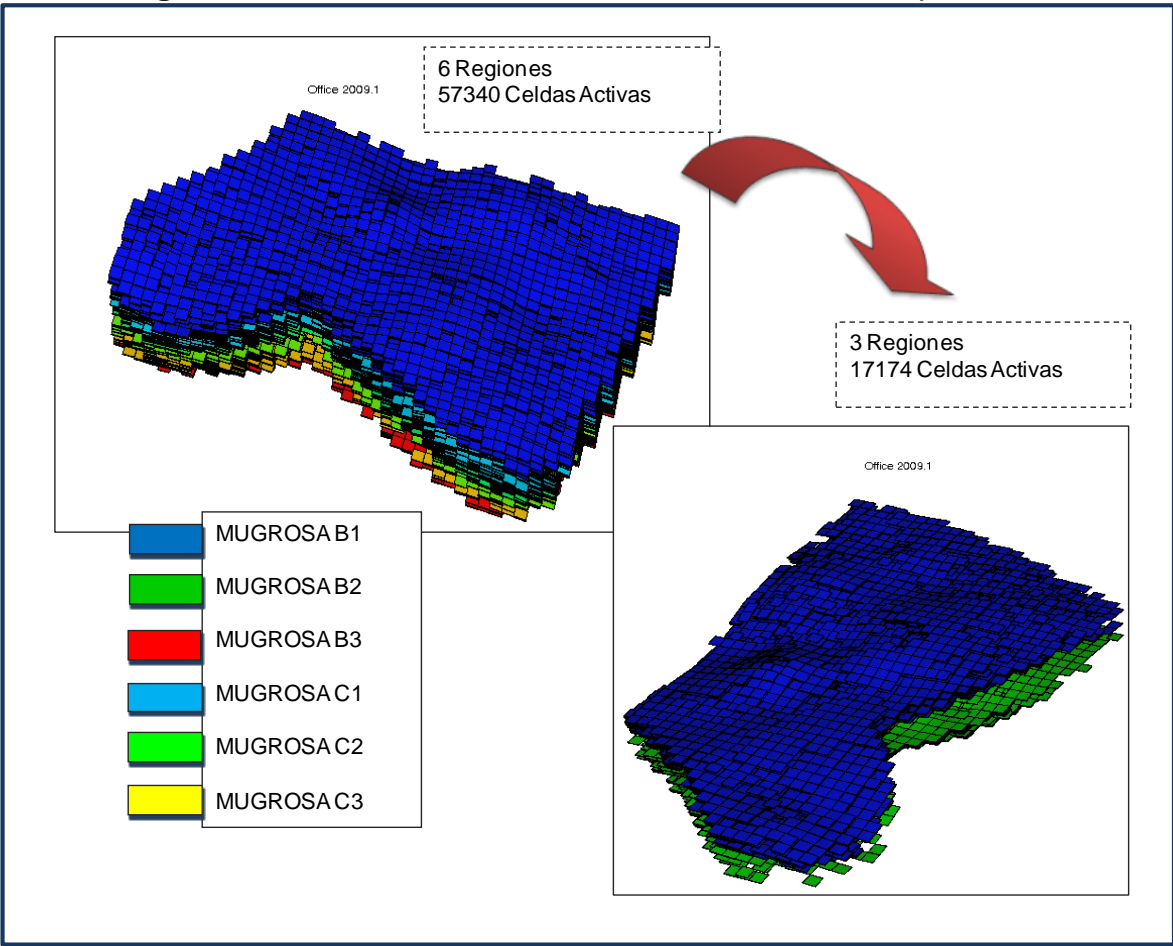
Fuente: Autor Proyecto –Herramienta Office Eclipse 2009.1.

De estas seis unidades de flujo quedaron tres, debido a que los pozos que se encuentran en el modelo sólo drenan de las arenas de la zona Mugrosa B1, B2 y B3. (Figura 22).

Antes de realizar la inicialización se debe tener en cuenta la definición de Cut-Offs para la validación de los parámetros petrofísicos obtenidos mediante las realizaciones

geoestadísticas y el ajuste inicial de hidrocarburo. Por lo tanto para obtener el espesor neto se eliminan las porosidades menores del 8% y para el cálculo del intervalo saturado de petróleo, se eliminan las saturaciones de agua mayores al 75%.

**Figura 22.** Distribución vertical de los Yacimientos Campo Nutria



Fuente: Herramienta Office Eclipse 2009.1

Para poder realizar la inicialización del modelo numérico de simulación es necesario disponer de un grid de simulación, esta grilla debe tener el número adecuado de celdas y de esto depende la velocidad de cada corrida y el requerimiento de capacidad de los equipos utilizados.

Posteriormente se le deben asignar los valores de las propiedades a cada celda del grid, este proceso se hace por medio de técnicas de geoestadística, que tienen en cuenta toda la información recopilada de producción, eventos de los pozos, registros, datos geológicos y estructurales, para condicionar los modelos obtenidos con el menor grado de incertidumbre posible.

Para cada realización geoestadística se construyo su propio modelo estático, el cual está conformado por los siguientes archivos en formato ASCII que están como Include dentro del respectivo archivo de extensión \*.DATA:

**Tabla 25.** Archivos ASCII usados para la construcción del modelo.

ARCHIVOS	DESCRIPCIÓN
<b>GRID_NUTRIA.INC</b>	Contienen el grid de simulación del modelo de alta resolución.
<b>FALLAS_NUTRIA.INC</b>	Contiene las fallas que pueden estar actuando como límites como en el caso de estudio.
<b>PORO_NUTRIA.INC</b>	Contienen la distribución de porosidad para el grid.
<b>NTG_NUTRIA.INC</b>	Contiene la relación entre el espesor neto y bruto para cada celda del grid de simulación.
<b>PERMX_NUTRIA.INC</b>	Contiene la distribución de permeabilidad en la dirección X para el grid.
<b>KREL_3.INC</b>	Contiene las tablas de permeabilidades relativas y presión capilar del sistema Agua-Aceite y Gas-Aceite.

### 3.1 GRID DE SIMULACIÓN

El grid utilizado para el Campo Nutria es de 44 celdas en X, 44 celdas en Y y 239 celdas en Z (462704 celdas) de las cuales 57340 están activas en la inicialización.

Luego de tener listo el grid y sus propiedades se debe proceder a definir el tipo de fluido que se va a usar en la simulación y los tipos de roca presentes a los cuales se les asignaran sus respectivas curvas de permeabilidades relativas y presión capilar.

## **3.2 PROPIEDADES PETROFISICAS**

### **3.2.1 Modelo de Facies**

El modelo de Facies define la distribución espacial de los del tipo de roca existente en el yacimiento. Según el modelo petrofísico y sedimentológico para las áreas en estudio se definieron los siguientes tipos de facies:

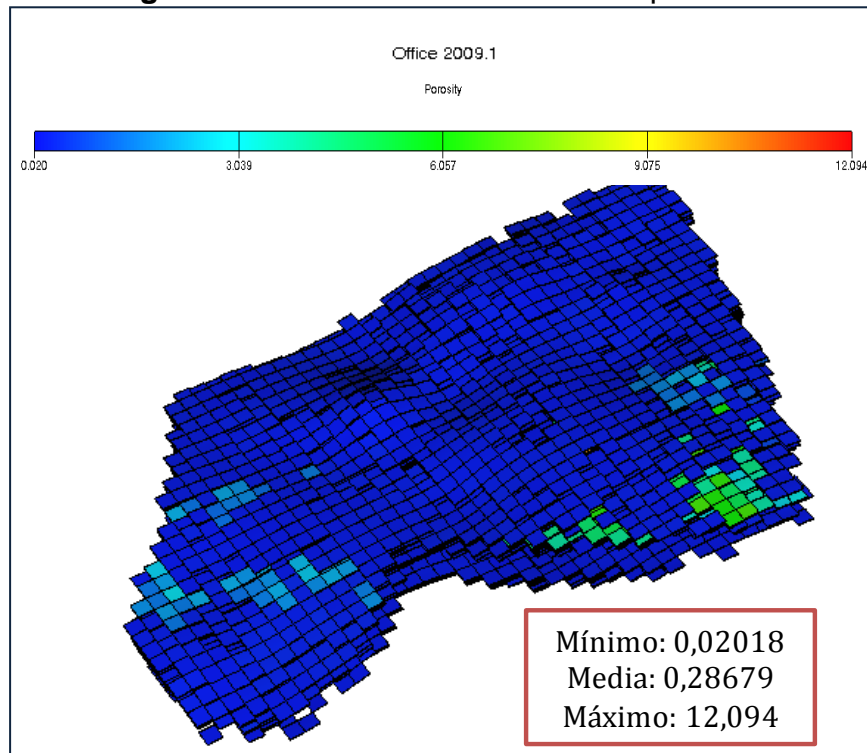
- TIPO 0. Facie de Canal
- TIPO 1. Facie de Crevasse Splays
- TIPO 2. Facie de Flood Plain

Debido a que la herramienta reconoce las facies como celdas activas o inactivas, con el fin de identificar las celdas que corresponden a rocas no reservorio (arcillas, calizas y arena retardante) es necesario convertir a uno (Celda Activa) la facie tipo 0, a cero la facie tipo 1 y 2 (Celdas Inactivas).

### **3.2.2 Modelo de Porosidad**

El modelo de Porosidad define la distribución espacial de la porosidad existente en el yacimiento. Según el modelo petrofísico para las áreas en estudio se definió que las celdas con un valor superior del 8% tienen la capacidad de almacenar fluidos.

**Figura 23. Modelo de Porosidad Campo Nutria**



Fuente: Herramienta Office Eclipse 2009.1

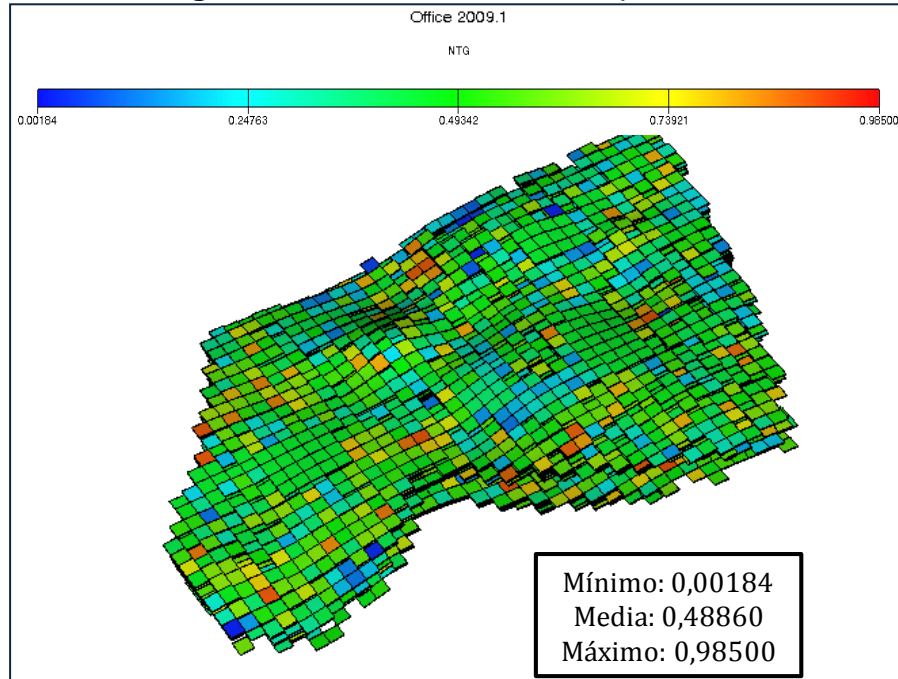
### 3.2.3 Modelo NTG

El modelo de NTG define la relación entre el espesor neto y bruto existente en el yacimiento. Con esta propiedad se definió cuanto porcentaje de la celda realmente aporta potencial de yacimiento al modelo. (Figura 24).

### 3.2.4 Modelo de Permeabilidad

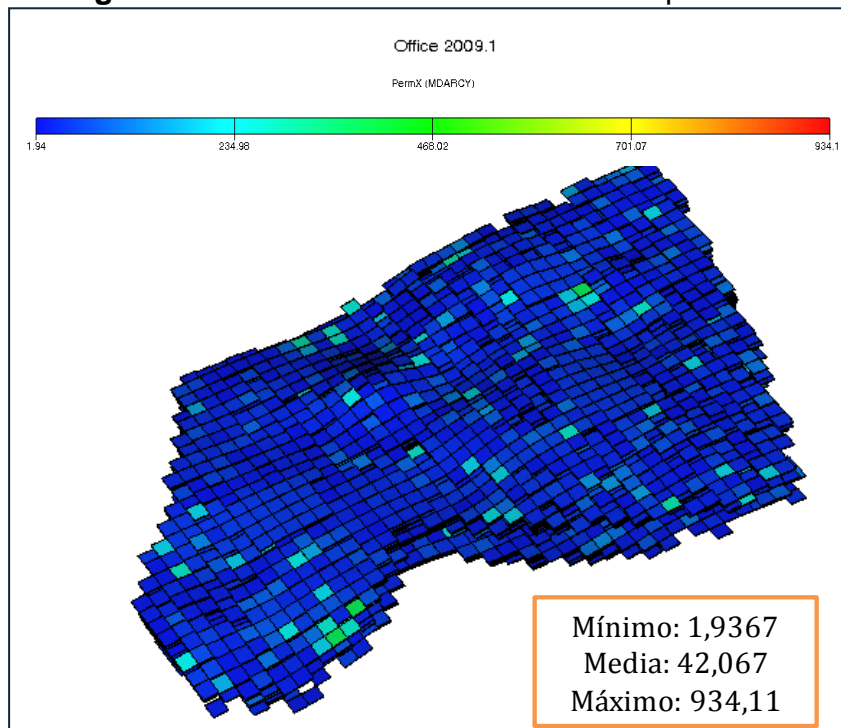
El modelo de permeabilidad define la distribución de permeabilidad en la dirección X existente en el yacimiento (Figura 25).

**Figura 24. Modelo de NTG Campo Nutria**



Fuente: Herramienta Office Eclipse 2009.1

**Figura 25. Modelo de Permeabilidad Campo Nutria**



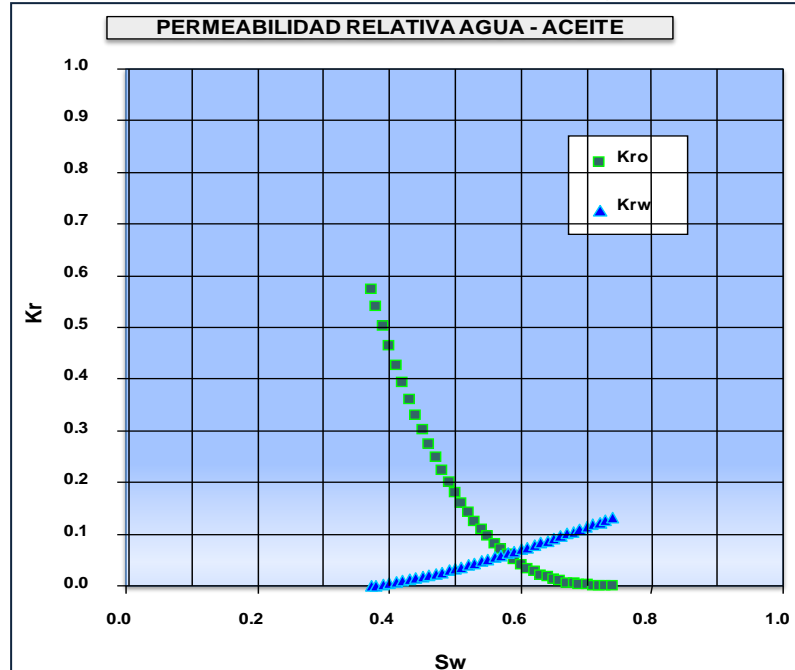
Fuente: Autor Proyecto –Herramienta Office Eclipse 2009.1

Para el caso de Peroles se estableció, según sugerencia de profesionales que la permeabilidad en la dirección Y, será igual a la establecida para la dirección X y la permeabilidad en la dirección Z, será igual a 0,15 por la permeabilidad en la dirección X.

### 3.3 ESTUDIO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

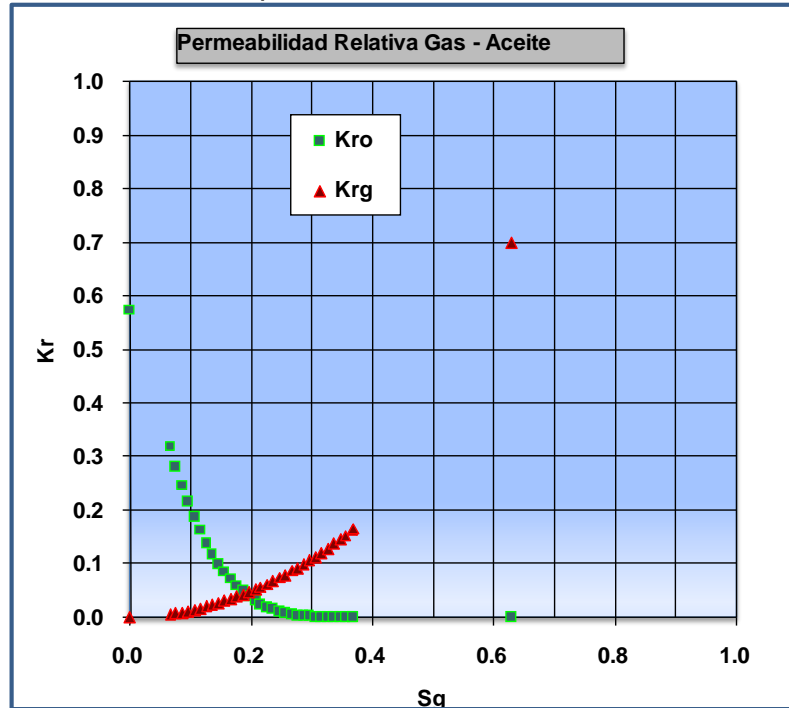
Las Curvas de Kr para cada área se seleccionaron basados en el estudio petrofísico realizado en el año 2007 por Richard Vessell donde se selecciona la información más confiable (se realizó un control de calidad comparando la swirr de las curvas de Pc con las curvas de Kr) de todas las pruebas disponibles, la curva de permeabilidad relativa (normalizada) seleccionada para el Área Lisama es del Pozo **TESO0032 @ 8353 ft** (Tipo de Roca 3).

**Figura 26.** Curvas base de permeabilidad relativa Agua-Aceite, Área Lisama



**Fuente:** Modificado "Estrategias de desarrollo para los campos del Área Lisama". Anexo 4.

**Figura 27.** Curvas base de permeabilidad relativa Gas-Aceite, Área Lisama



Fuente: Modificado "Estrategias de desarrollo para los campos del Área Lisama". Anexo 4.

### 3.4 MODELAMIENTO DE FLUIDOS

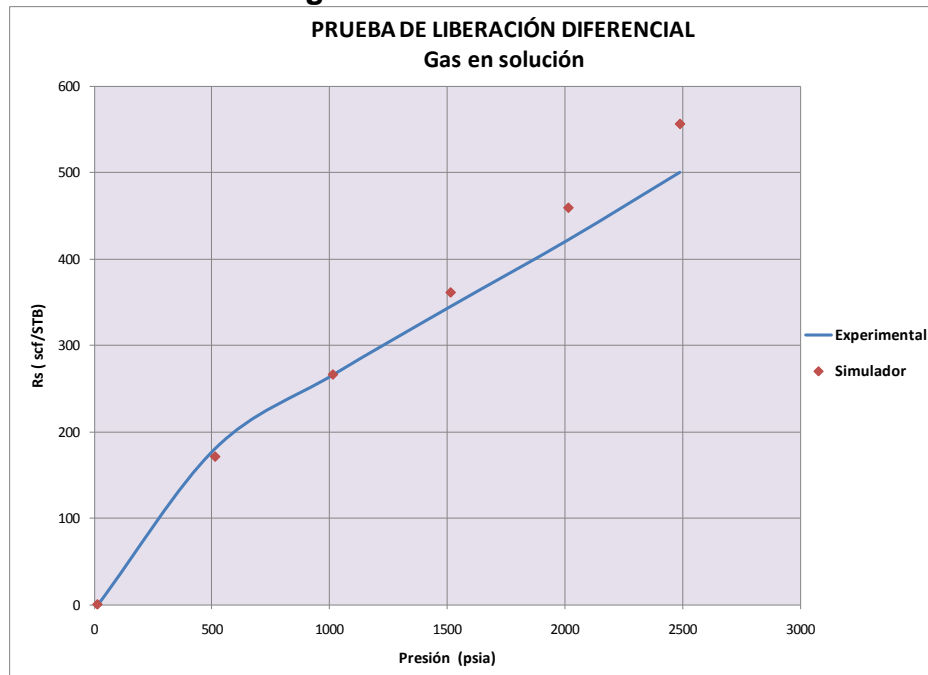
Para el muestreo representativo del pozo Nutria-31 y con la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson se ajustaron sus parámetros por el método de regresión no multivariada. Para este fin se utilizó el Software Comercial de HALLIBURTON-LANDMARK VIP DESKTOP-PVT.

La ecuación de estado utilizada en el modelamiento composicional consta de 10 pseudocomponentes validados para las pruebas de laboratorio CCE, DL y Viscosidad. A continuación se presenta el comportamiento del factor volumétrico del aceite, gas en solución, viscosidad del aceite y volumen relativo respectivamente.

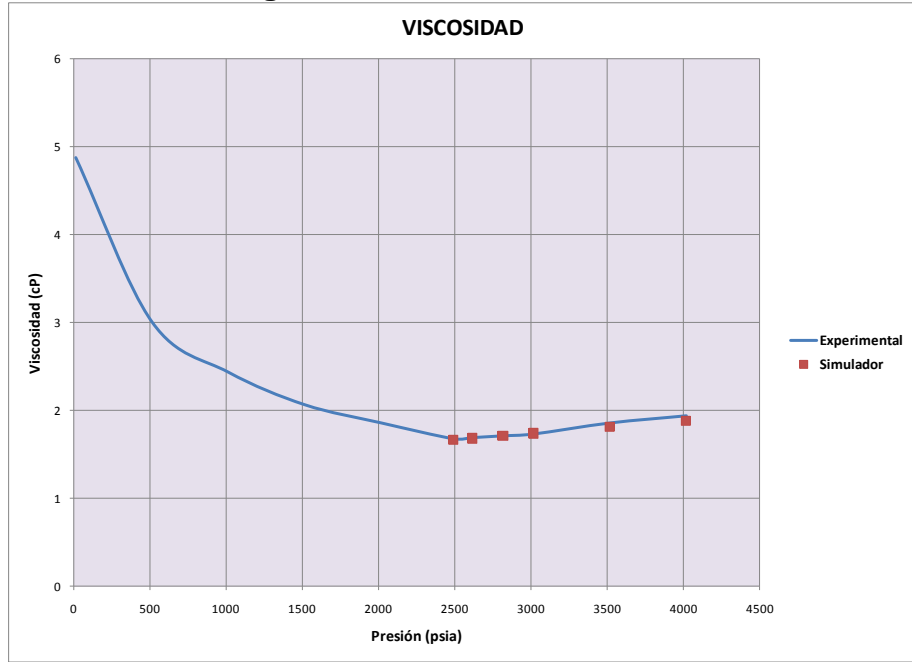
**Figura 28** Factor volumétrico del aceite.



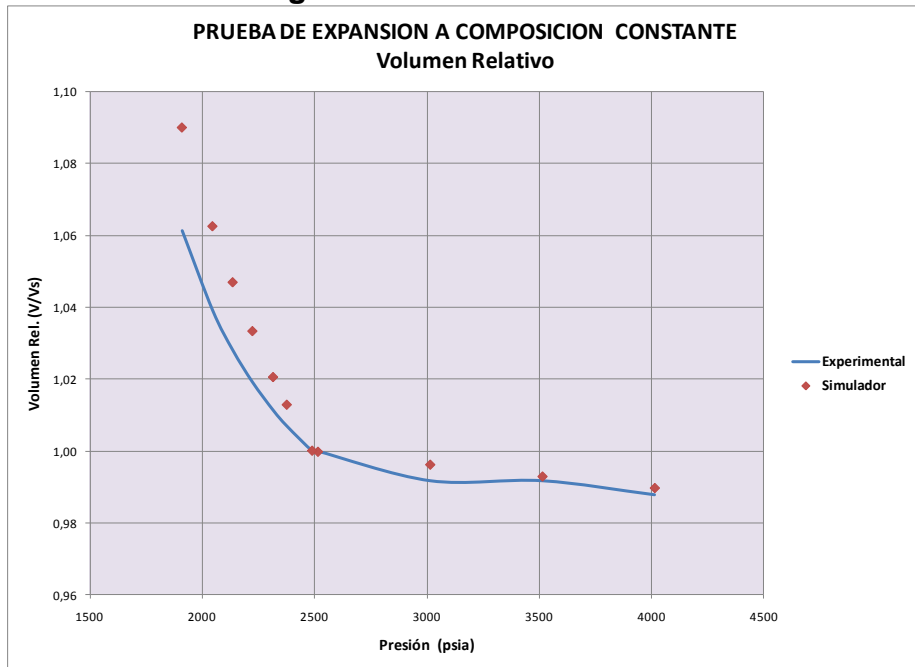
**Figura 29.** Gas en Solución



**Figura 30. Viscosidad del aceite**



**Figura 31. Volumen Relativo**



## **3.5 REGIONES DE EQUILIBRIO**

### **3.5.1 Contactos Agua-Aceite**

Se debe realizar un estudio adecuado para determinar un único o múltiples contactos agua-aceite para las áreas en estudio, en caso que no se puedan definir adecuadamente es necesario hacer una inicialización por enumeración y no por equilibrio, la cual consiste en definir un valor de saturación inicial para cada celda de la grilla de simulación.

Debido a que el Campo Nutria presenta un producción de agua casi nula alrededor de 0 a 20 stb/día, Se realizó inicialización por equilibrio en la cual se estableció un único contacto de agua-aceite a un datum de profundidad de 8300 ft de profundidad, el cual no tiene influencia sobre el pozo (Nutria 2) que tiene intervalos abiertos a mayor profundidad, con el fin de evitar que el pozo tuviera alta producción de agua.

### **3.5.2 Contactos Gas-Aceite**

De igual forma se estableció un contacto gas-aceite a 2000 ft, en la parte más somera de la estructura con el fin de evitar que los pozos que están en la parte alta tuvieran alta producción de gas.

## **3.6 ARCHIVO NUMERICO**

Finalmente se construye un archivo plano el cual tiene resumida las propiedades petrofísicas, grid de simulación, PVT, curvas de permeabilidades relativas y/o presiones capilares, densidades de los fluidos, además de las instrucciones que el simulador debe

seguir para poder correr la simulación: este archivo esta en formato ASCII de extensión **.DATA**.

Utilizando el archivo **NUTRIA.DATA** se puede realizar la corrida preliminar llamada inicialización con en el fin de validar el aceite original en sitio (OOIP) y también poder generar los archivos .grid, que es el grid, y el .init que contiene todas las propiedades petrofísicas asignadas a cada celda de la malla de simulación que luego van a ser usados al momento de generar el Schedule.

### **3.6.1 SCHEDULE**

El Schedule es un archivo que recopila toda la información de los pozos tal como eventos, nombres, trayectorias, historias de producción, etc. Para generar el Schedule es necesario crear una serie de archivos que permiten exportar el archivo .SCH. En la Tabla 26, se hace una breve descripción de estos archivos.

Al integrar todos los archivos el Schedule genera un .SCH que incluye los ítems anteriores.

Con este modelo numérico inicializado se pueden obtener los volúmenes de petróleo original para los diferentes yacimientos evaluados, este volumen será función de los cortes tanto en propiedades del yacimiento como límites de campo que el usuario determine en el modelo geoestadístico.

**Tabla 26.** Extensiones y significados de los archivos del Schedule

DENOTACION EXTENSION	FUNCION
<b>.VOL</b>	Contiene la historia de producción e inyección en el caso de que el Campo cuente con pozos inyectoros.
<b>.EV</b>	Eventos de cada pozo como cementaciones (Squeezes), perforaciones (Completamientos), estimulaciones químicas y mecánicas, fracturamientos entre otras.
<b>.FEGRID</b>	Es una extensión creada por una corrida de Eclipse que contiene las propiedades.
<b>.CNT</b>	Archivo que llama al .DEV y tiene una función similar al .TRJ (Trayectoria de los pozos).
<b>.TRJ</b>	Trayectoria de los pozos
<b>.NET</b>	Los pozos que pertenecen al grupo que se creó.
<b>.DEV</b>	Archivo donde se tiene la trayectoria del pozo.
<b>.TWF</b>	Archivo que tiene la fecha a partir de la cual se inició la historia de producción y recompletamiento del campo y la fecha hasta la cual se desea simular.
<b>.ALS</b>	Contiene los nombres de los pozos junto con su alias.
<b>.FINIT</b>	Tiene las propiedades del modelo, es originado durante una corrida.

**Fuente:** SILVA SALAS, M. Trabajo de grado. Bucaramanga. 2009

## 4. AJUSTE HISTORICO

El comportamiento del yacimiento es influenciado por muchos factores; permeabilidad, porosidad, espesores, distribuciones de saturación, permeabilidad relativa, etc. que no son precisamente exactos a los reales a lo largo del yacimiento. En el proceso de ajuste histórico se modifican estos parámetros físicos con el propósito de representar en su gran mayoría el comportamiento de la historia de producción y presión de un campo.

Para realizar el ajuste se incluye la historia de desarrollo del campo desde marzo de 1969 hasta agosto de 2008, fecha en la cual se tiene una producción acumulada de aceite de 5.7 millones de barriles, equivalente a un factor de recobro de 10% para las zonas modeladas.

### 4.1 PARAMETROS DE SENSIBILIDAD

Con el fin de obtener el mejor ajuste correspondiente a la reproducción del comportamiento del yacimiento, se debe identificar y definir los parámetros más sensibles en el modelo de acuerdo al nivel de incertidumbre que se tenga al ingresar la información. Del análisis respectivo realizado para el Campo Nutria se determinaron los parámetros más críticos y de mayor sensibilidad.

#### 4.1.1 Sensibilidad Parámetros de Campo

**Contactos.** Ante la incertidumbre sobre la localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite, se realizaron diferentes corridas con el fin de determinar si posición e influencia sobre el comportamiento del yacimiento y cada uno de los pozos. Los valores variaron entre 7200 ft y 10000 ft (TVDSS) para el contacto agua-aceite, determinando

después de varias corridas una profundidad de 8300 ft. Así mismo, el contacto gas-aceite fue probado para valores entre 2000 y 6000 ft (TVDSS), determinando que el mejor ajuste a nivel global se encontró a la profundidad de 5000 ft.

**Sensibilidad End-Point.** Dentro del procedimiento realizado para ajustar que el modelo de simulación construido para el Campo Nutria, representara en su mayoría el comportamiento real el ajuste de los end-point, dicho procedimiento consistió en establecer los valores de  $K_{ro}$  y  $K_{rw}$  básicamente, ya que el end-point del gas es asumido como un valor igual al del aceite según la experiencia de expertos.

Los valores para establecer los end-point fueron tomados de la curva de  $K_r$ , dichos valores son inferiores al valor de permeabilidad relativa a saturación de agua irreducible ( $K_{r_{swir}}$ ) para el end-point del aceite y el gas, de la misma forma para el valor de permeabilidad relativa a saturación de aceite residual para el end-point del agua, puesto que se está trabajando con curvas normalizadas y los no deben ser iguales al valor implementado de permeabilidad a saturación de agua irreducible y residual porque de lo contrario se estaría desnormalizando la curva y volviendo a sus condiciones iniciales con lo cual no se generaría ningún efecto sobre el flujo de fluidos en el yacimiento.

**Reducción de Volumen.** Este paso consistió en eliminar las capas que no tenían influencia sobre los pozos, pero si se tenían en cuenta al calcular el aceite original In-Situ oficial del modelo. Realizado este procedimiento se observa una disminución del OOIP del campo, lo cual permite que el modelo pueda predecir un resultado acorde al OOIP oficial realizado por David K. Daves en 1995.

**Sensibilidad del Volumen Poroso.** Con el propósito de reducir el volumen del yacimiento, se realizó sensibilidad al volumen poroso implementando rango entre 0,1 y 1. El valor que finalmente permitió hacer un ajuste razonable fue 0,15 con el cual se logró reducir el OOIP, es decir que la cantidad de espacios vacíos que permitían

acumular fluidos se redujo en un 85% y por ende la saturación de fluidos, puesto que el volumen poroso está en función de la saturación.

A partir del modelo de simulación se obtiene un volumen de aceite original in-situ de 43,72 millones de barriles, aunque este valor supera en más del 20% al reporte oficial para el área que (33,6 MMBIs), estos valores dados por el simulador incluyen zonas que no son tenidas en cuenta cuando se realizan las estimaciones que están reportadas como oficiales para esta yacimientos; estas diferencias se generan principalmente porque el simulador incluye las áreas completas de los campos y no solamente áreas estimadas como drenaje de los pozos; también se tienen en el simulador algunas zonas con saturaciones iniciales de agua muy altas o a condiciones de saturación de aceite residual que entran para los cálculos volumétricos de aceite; todas estas zonas son también excluidas en los cálculos oficiales. Por estas razones se considera que los valores dados por el simulador y los reportados oficialmente son equiparables en cuanto a potencial real de reservas producibles.

**Sensibilidad al ajuste de la EOS.** Con el fin de encontrar la mejor representación de los fluidos del yacimiento se utilizó la ecuación de estado ajustada en la herramienta DT-PVT. Luego de estar cargada junto con las propiedades petrofísicas en el software de modelamiento, se realizó sensibilidad al ajuste de la ecuación de estado respecto a los datos del PVT.

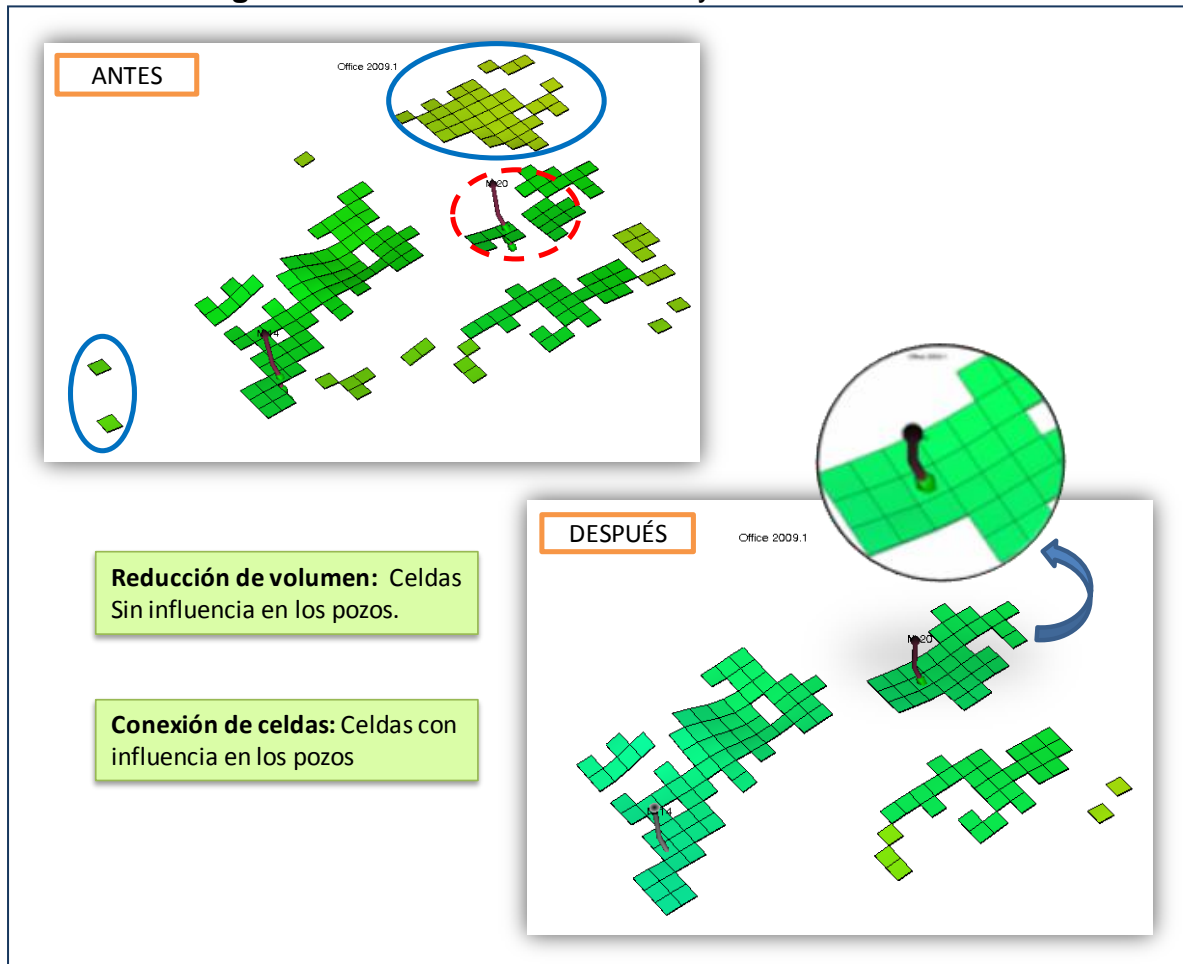
Esta sensibilidad arrojó como resultado que las pruebas que mayor influencia tienen en el comportamiento de fluidos son la prueba de Liberación Diferencial y de Separadores, siendo la última, la que mejor representa el comportamiento del fluido respecto a la presión. Esta prueba no fue incluida por su alto porcentaje de error (mayores al 15%) con respecto a las propiedades medidas (Gravedad API, GOR, etc).

#### 4.1.2 Sensibilidad Parámetros de Pozo

**Conexión de celdas.** El tercer paso consistió en conectar las celdas vecinas que podían tener influencia sobre cada uno de los pozos (Ver Figura 32) con el fin de lograr ajustar la producción de aceite de éstos.

**Reducción de Volumen.** Se eliminaron las celdas y capas que no tenían influencia sobre los pozos pero si sobre las presiones de fondo y el cálculo del OOIP (Figura 32).

**Figura 32.** Reducción de volumen y conexión de celdas



Fuente: Herramienta Office 2009.1

**Factores de conexión y Skin.** Como técnica para el ajuste histórico de las producciones de fluidos y de presiones de fondo se hicieron variaciones locales de diferentes parámetros en los pozos o en sus regiones circundantes. Algunas variaciones de los factores de daño y de conexión con base en el taponamiento y daño progresivo que se presenta en la cara de la formación debieron ser aplicadas a través del tiempo para propósitos de ajustes de presión de fondo.

**Volumen Poroso Pozos.** Con el propósito de ajustar la producción de los pozos se hizo sensibilidad al volumen poroso. Aumentándolo para casos en que se necesitaba mayor volumen de producción o disminuyéndolo en casos que se considerara sobre-estimado. Dentro del ajuste de este parámetro se tuvo en cuenta los valores por los cuales las celdas habían sido anteriormente multiplicadas, puesto que este es un porcentaje que no debe exceder del 100%.

## **4.2 RESULTADOS DE AJUSTE CAMPO NUTRIA**

### **4.2.1 Tasa de producción de líquido**

La Figura 33 muestra el ajuste para la producción diaria y acumulada de petróleo para todo el campo; en este caso se logra un 100% de ajuste ya que la producción de aceite se utiliza como parámetro base para el mismo. También se presenta el ajuste de la producción de agua y el comportamiento de la presión promedio del yacimiento que declina de 3200 psi en Marzo de 1980 a un valor cercano de 1900 psi en Agosto de 2009.

**Figura 33.** Producción de aceite, agua y presión promedio del yacimiento



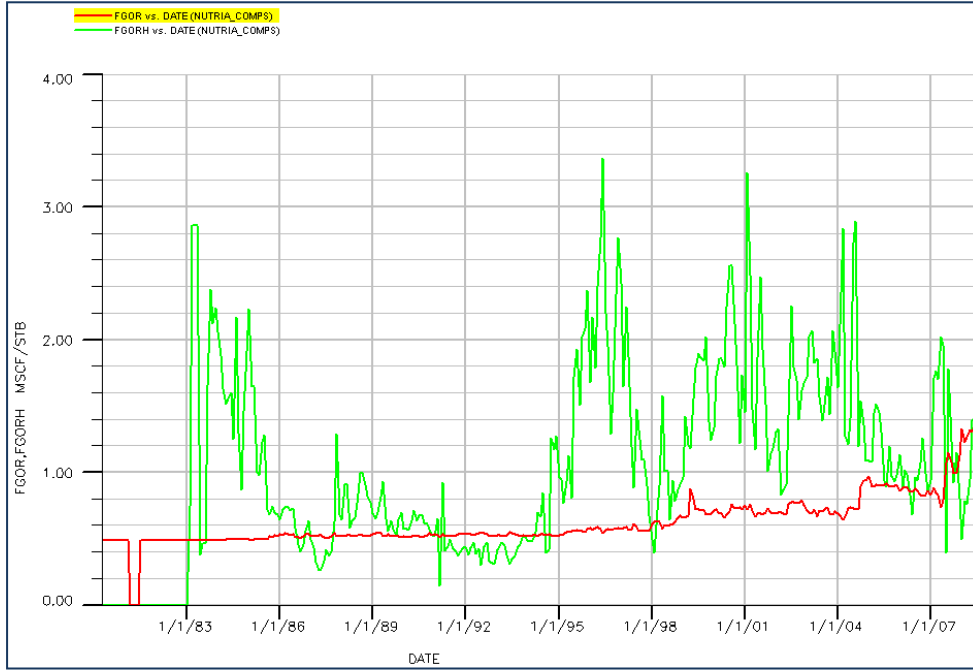
Fuente: Herramienta Eclipse 300

#### 4.2.2 Comportamiento del GOR y Tasa de Producción de Gas

El GOR y la producción de gas del campo Nutria se presentan las figuras 20 y 21 respectivamente. A pesar de la sensibilidad en los parámetros, no se logró ajustar los datos de producción de gas y GOR con los datos calculados. Sin embargo, se generó una buena tendencia en el comportamiento del gas respecto a los datos históricos.

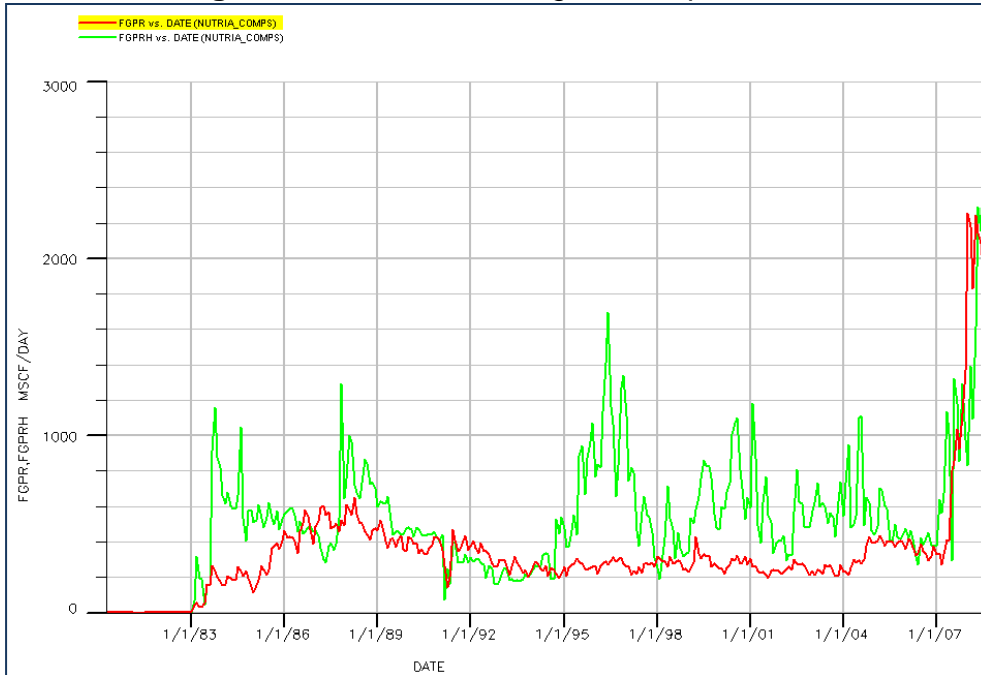
Se le atribuye un bajo ajuste de gas, al reporte en los datos de producción, ya que cuando el campo empezó producción en el año 1969 el gas no era un fluido de interés, por lo cual no se le daba la importancia requerida a la medición y al reporte de producción de este fluido. Esto se ve reflejado en esos cambios abruptos de producción de gas.

**Figura 34. Comportamiento en el GOR, Campo Nutria**



Fuente. Herramienta Eclipse 300

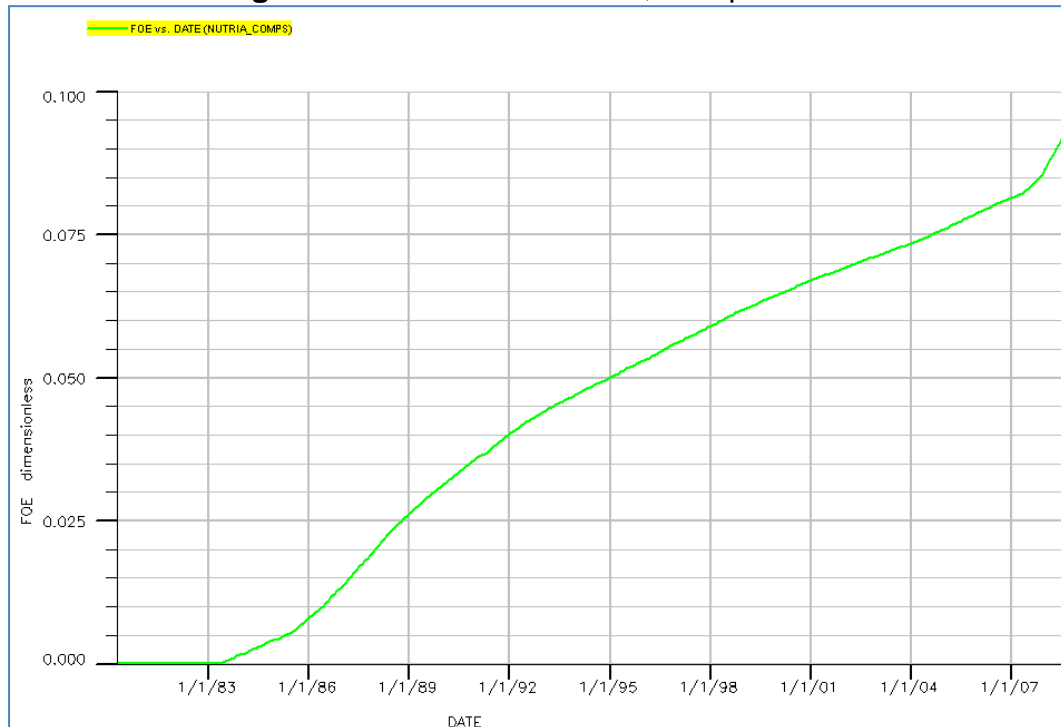
**Figura 35. Producción de gas, Campo Nutria**



Fuente: Herramienta Eclipse 300

En la Gráfica 36 se presenta el recobro histórico de aceite (Np/OOIP). Hasta Agosto del 2008 se tiene un recobro de 10% respecto al OOIP de 43,7 MMSTB presente en las Zonas Mugrosa B y C.

**Figura 36.** Factor de Recobro, Campo Nutria

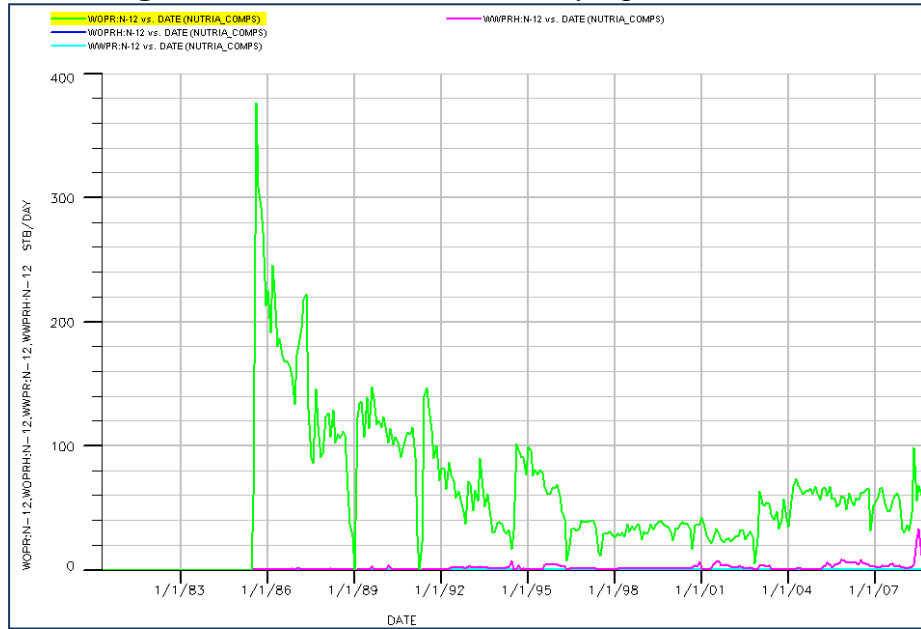


Fuente: Herramienta Eclipse 300

### 4.3 RESULTADOS DE AJUSTE POR POZO

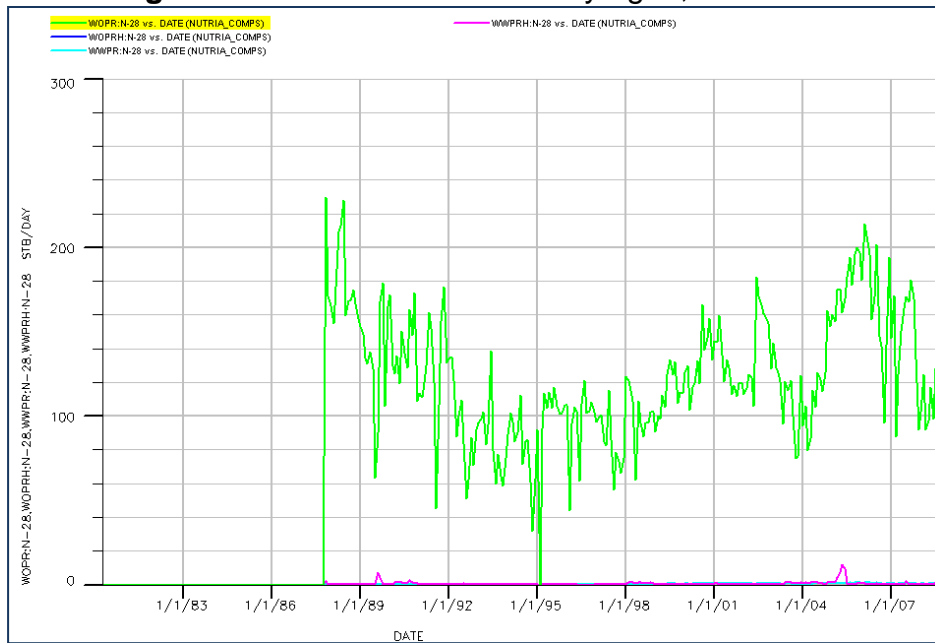
**Producción de líquidos:** En general todos los pozos presentan un buen ajuste respecto a los datos de producción histórica de tasa de líquidos. En las Figuras 37 y 38, se observa el resultado del ajuste en tasa de agua y aceite para dos de los pozos del Campo.

**Figura 37. Producción de aceite y agua, Pozo N12**



Fuente: Herramienta Eclipse 300

**Figura 38. Producción de aceite y agua, Pozo N28**

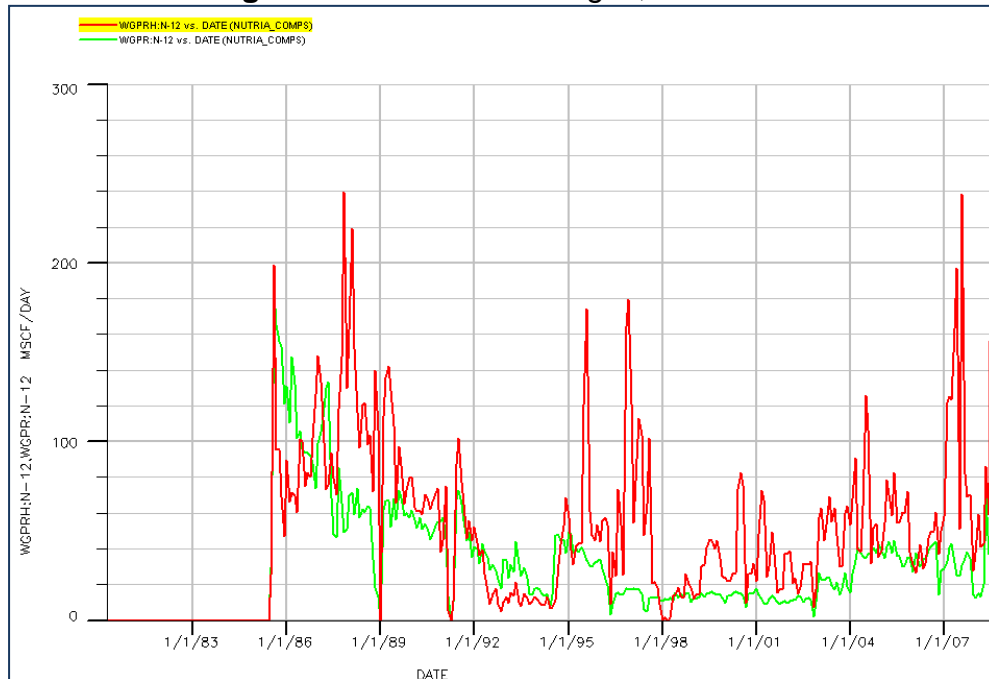


Fuente: Herramienta Eclipse 300

**Producción de gas:** La producción de gas y el comportamiento del GOR para cada uno de los pozos, al igual que el total del campo, resultó en un porcentaje bajo de ajuste.

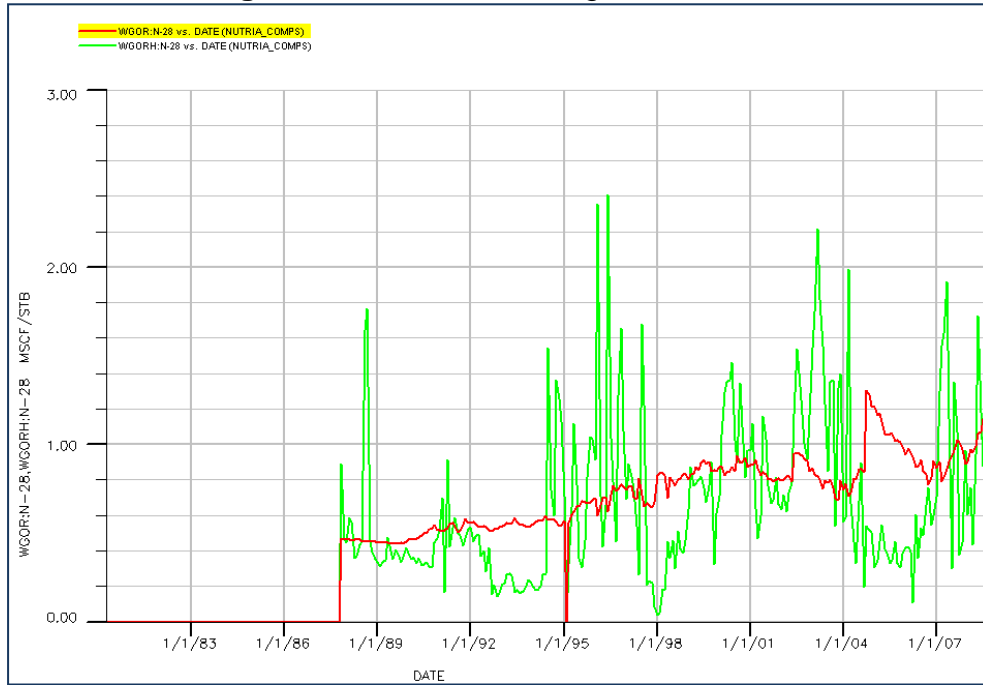
La información de producción de gas muestra datos erráticos que no siguen una tendencia definida en la mayor parte de los pozos, lo cual no representa el comportamiento que debe seguir, de acuerdo con las condiciones de desarrollo primario que ha tenido el campo. De la Figura 39 a la 42 se ilustran algunos de los resultados de ajustes por pozo para la producción de gas y la relación gas-petróleo, en los cuales se observa como los resultados del simulador siguen una tendencia promedio sobre los datos históricos.

**Figura 39. Producción de gas, Pozo N12**



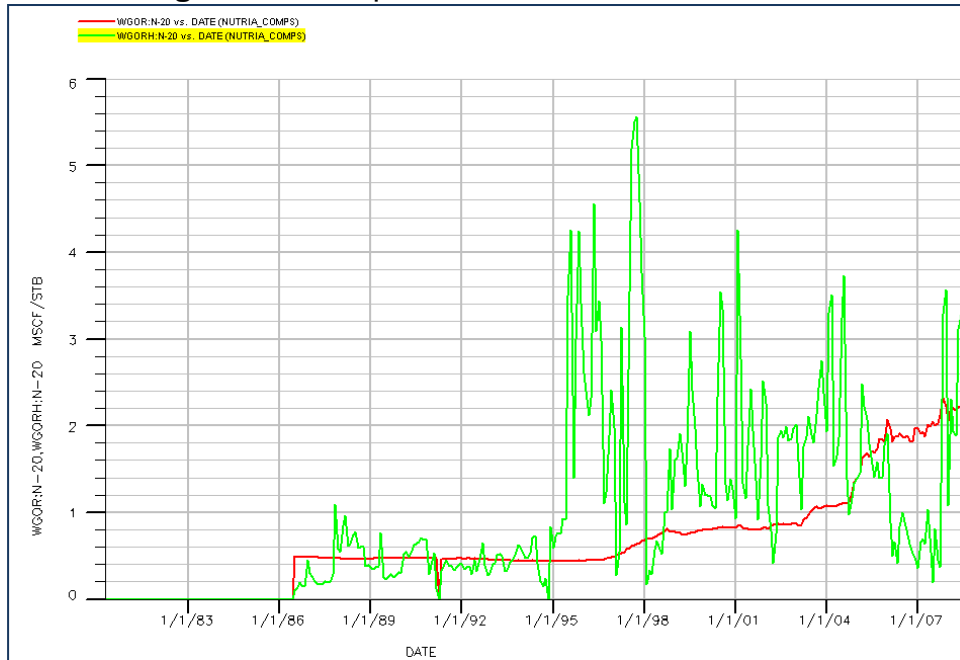
**Fuente:** Herramienta Eclipse 300

**Figura 40. Producción de gas, Pozo N28**



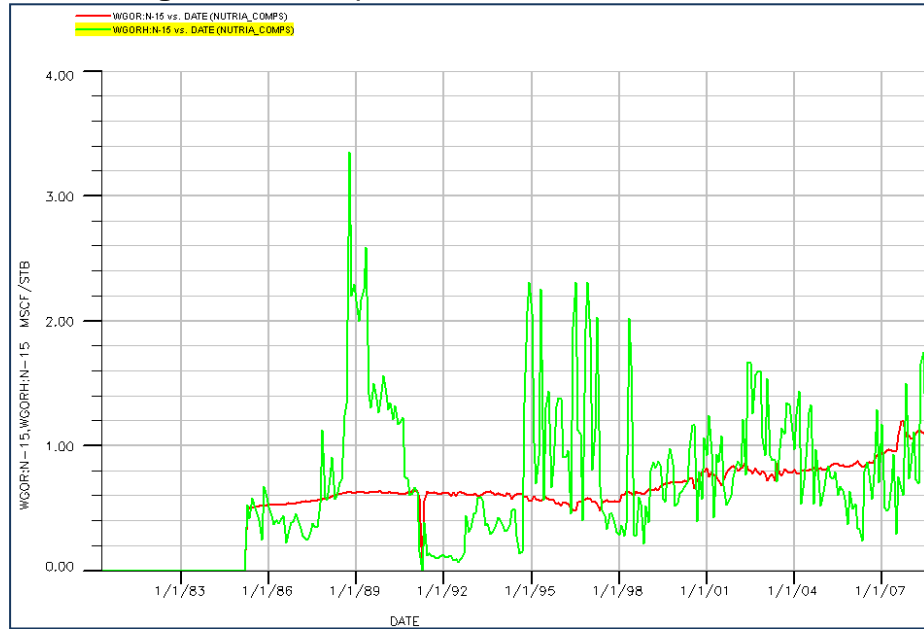
Fuente: Herramienta Eclipse 300

**Figura 41. Comportamiento del GOR, Pozo N20**



Fuente: Herramienta Eclipse 300

**Figura 42. Comportamiento del GOR, Pozo N15**



**Fuente:** Herramienta Eclipse 300

## **5. PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE CAMPO NUTRIA**

### **5.1 PATRONES DE INYECCIÓN**

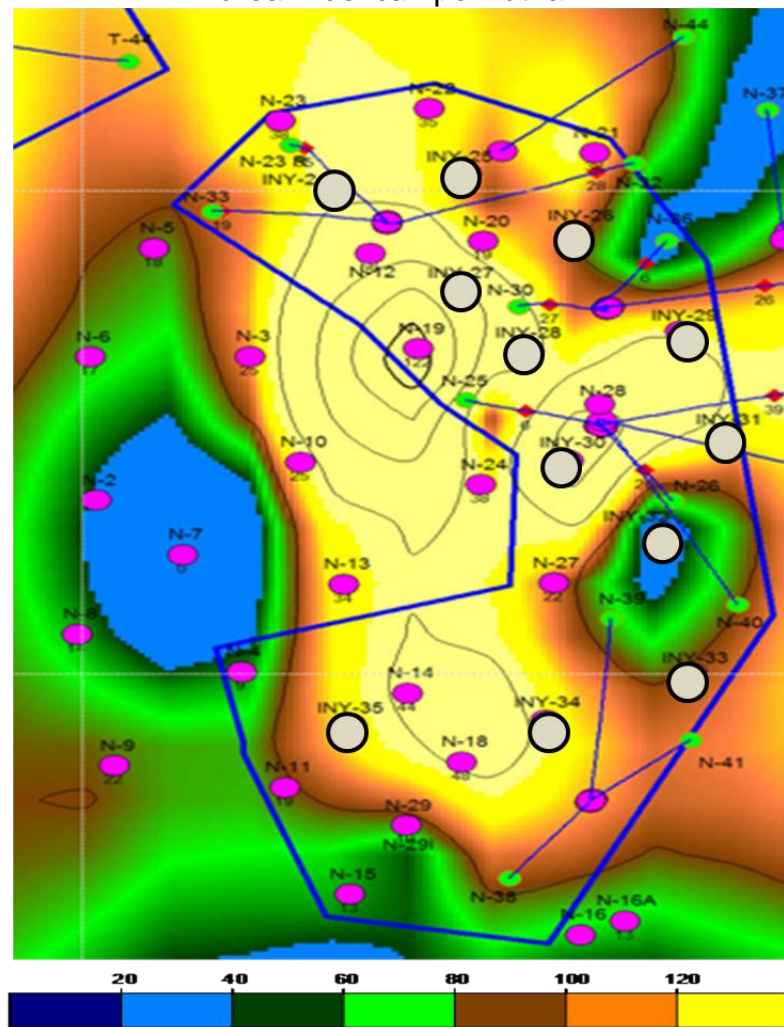
Los patrones de inyección fueron seleccionados con base en el “Estudio de Factibilidad de Aplicación del Proceso de Inyección de agua en el Área Lisama” realizado por la Unidad de Investigación UIN de ECOPEPETROL S.A en el año 2008 y en el Anexo 5.2 Titulado “Identificación y selección de áreas para la implementación de un piloto de inyección de agua y posible extensión del proceso Área Lisama”. En este trabajo se tratara lo referente a la identificación y selección de las áreas e intervalos estratigráficos con las mejores características para la implementación del proceso de inyección de agua, para esto se integró información geológica, petrofísica, de fluidos y producción. Se analizaron mapas FCZ (Factor de calidad de Zona), isocoros, de espesor promedio y porcentaje de arena amarrados a correlaciones estratigráficas y mapas de espesor de tipo de roca yacimiento con lo cual se obtuvo la distribución espacial de los canales más potentes, continuos y con sistemas porales efectivos, que integrados al análisis de producción llevaron a delimitar las áreas de interés.

Considerando que las zonas seleccionadas como potenciales para la implementación del proceso de inyección de agua son las mismas para un proceso de inyección de gas, ya que dependen de las propiedades geológicas y petrofísicas del yacimiento y no del tipo de fluido a ser inyectado, se tomaron los resultados del estudio mencionado anteriormente para seleccionar el piloto de inyección.

Para el campo Nutria se integro toda la información generada, continuidad lateral, distribución areal de los paquetes arenosos (Mapeo), Tipos de Roca y Mapas de los rangos de producción acumulada definidos, en la Figura 43 se observan mapas donde

se despliega dicha información para las subzonas Mugrosa B1 y B2 y en los círculos grises se presentan los pozos que se recomiendan perforar como inyectores para desarrollar los pilotos y generar las diferentes corridas predictivas que se pretenden adelantar posterior a esto.

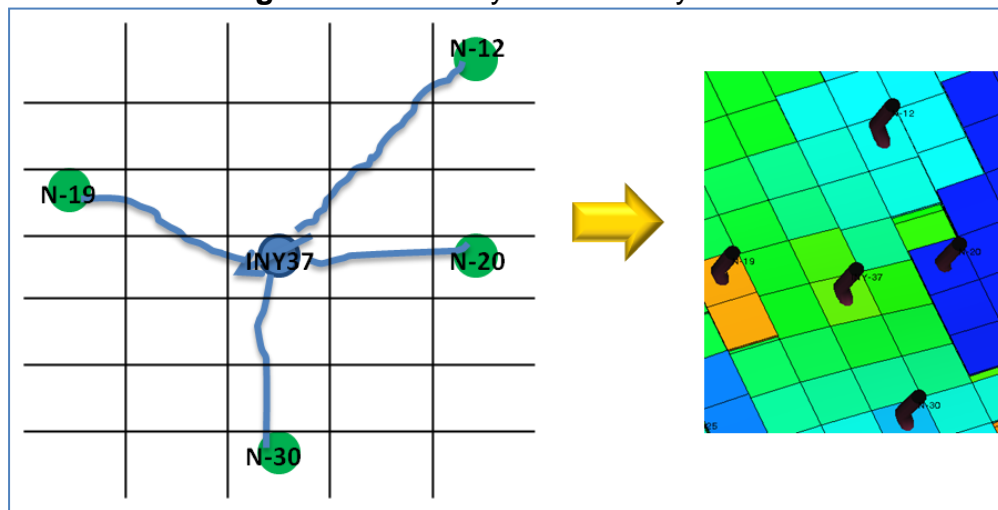
**Figura 43.** Mapa de Espesor de tipo de roca para la sub zona B1 donde se presenta el área V del campo Nutria



**Fuente:** “Estudio de Factibilidad de Aplicación del Proceso de Inyección de agua en el Área Lisama” Anexo 5.2 ICP-2008

La simulación numérica se realizó basada en un cuarto de patrón de 5 puntos (Figura 44) para cada subzona abierta a inyección en el pozo productor. El patrón consta de los pozos productores N-12, N19, N-20 y N30. Para lo cual se propone reactivar el pozo N-19 que actualmente se encuentra cerrado. Así mismo, un pozo inyector INY-N37 abierto en 30 capas en las Zonas B1 y B2 de la formación Mugrosa.

**Figura 44.** Patrón y Piloto de Inyección.



## 5.2 CONDICIONES OPERACIONALES

Una importante consideración en el diseño, es la determinación de las condiciones bajo las cuales se alcanzará una miscibilidad dinámica para un fluido y características de yacimiento específicos. La temperatura del proceso está determinada por las condiciones de yacimiento, pero la presión puede ser controlada bajo ciertos límites. Al igual que la composición del gas inyectado puede ser establecida. Así, el problema radica en la determinación de la presión mínima de miscibilidad (MMP) en la cual se alcanzará la miscibilidad en un proceso de múltiples contactos para una composición específica de fluido y temperaturas de yacimiento.

### 5.2.1 Presión de Miscibilidad

La presión mínima de miscibilidad MMP, puede ser medida realizando pruebas de desplazamiento bajo condiciones idealizadas. Así mismo, es comúnmente predicha de correlaciones empíricas basadas en resultados experimentales, cálculos de comportamiento de fase basados en una Ecuación de estado (EOS) y en modelado computacional (Ver Anexo A).

En el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en el año 1994 se realizó un estudio de factibilidad de la inyección de CO<sub>2</sub> miscible en el campo Lisama. Este estudio cuenta con pruebas experimentales en las que se tiene en cuenta la interacción fluido-fluido: Caracterización de los fluidos del yacimiento, análisis PVT convencional, estudio del comportamiento de fases entre el crudo y el CO<sub>2</sub> a diferentes concentraciones molares, determinación de la mínima presión de miscibilidad y análisis de la precipitación de asfáltenos.

En el análisis de calidad y representatividad realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo en el año 2007 titulado “caracterización de fluidos del Área Lisama”. Se determinó, que no existe representatividad para toda el área del análisis PVT con el cual se hizo el estudio de factibilidad de la inyección de CO<sub>2</sub> miscible en el campo Lisama. Además de generar valores alejados en propiedades como Presión de Saturación (1422 psi PVT-Lisama 32 a 2489 psi PVT-Nutria 31). Por lo tanto, este estudio fue descartado para el modelamiento del fluido del campo Nutria.

Teniendo en cuenta lo anterior, se determinó la presión mínima de miscibilidad a partir de correlaciones empíricas. Se usaron las correlaciones con menores porcentajes de error respecto a datos experimentales. Estas correlaciones involucran la temperatura del yacimiento, composición del fluido y la pureza del CO<sub>2</sub>. La presencia de metano o de Nitrógeno incrementa drásticamente la presión requerida, mientras que la presencia

de H<sub>2</sub>S ó Hidrocarburos de mayor peso molecular que el metano, disminuye los requerimientos de esta presión.

A.CO<sub>2</sub> con un porcentaje de pureza del 99%. (Nivel de pureza del gas de salida procesado por la planta recuperadora de CO<sub>2</sub> Complejo Industrial Barrancabermeja (Ref. 35)).

**1. “Altson 1985” correlación para el CO<sub>2</sub> puro.**

La MMP es presentada como una función de la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción pesada, la fracción de componentes volátiles e intermedios.

**Tabla 27.** Determinación de MMP correlación de Altson.

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura del Yacimiento (°F)	153
Fracción Molar de los componentes Volátiles	0,38
Fracción Molar de los componentes Intermedios	0,54
Peso Molecular de la fracción C5+ en el fluido (gr/mol)	244,32
MMP (psia)	<b>3091</b>

**2. “Glaso 1985” correlación para el CO<sub>2</sub> puro.**

La MMP es presentada como una función de la temperatura del yacimiento y el peso molecular de la fracción pesada. Ver tabla 28.

**3. “Genetic Algorithm 2005” correlación para el CO<sub>2</sub> puro.**

La MPM es presentada como una función de la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción pesada, la fracción de componentes volatiles e intermedios. Ver tabla 29.

**Tabla 28.** Determinación de MMP correlación de Glaso.

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura del Yacimiento (°F)	153,00
Peso Molecular de la fracción C7+ en el fluido (gr/mol)	263,67
MMP (psia)	<b>3472</b>

**Tabla 29.** Determinación de MPM correlación Genetic Algorithm

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura del Yacimiento (°F)	153,00
Fracción Molar de los componentes Volátiles	0,38
Fracción Molar de los componentes Intermedios	0,54
Peso Molecular de la fracción C5+ en el fluido (gr/mol)	244,32
MMP (psia)	<b>2717</b>

**B.** CO<sub>2</sub> con un porcentaje de pureza del 96,8%. (Nivel de pureza del gas de salida producto de la purificación de gas de campo). Los demás componentes son: CH<sub>4</sub> 2.2%; N<sub>2</sub> 0.6%; O<sub>2</sub> 0.4%. ver tabla 30.

**1. “Altson”** correlación para el CO<sub>2</sub> con impurezas.

Promedio de temperatura crítica: 84.2869 °F

Factor para el CO<sub>2</sub> por contenido de impurezas: 1.0856 Adim.

**2. “Sebastian”** correlación para el CO<sub>2</sub> con impurezas.

Temperatura pseudocrítica del gas a inyectar: 300.11 °K

Relación de presiones: 1.0913 Adim

Luego de determinar la mínima presión de miscibilidad se considera que la presión de operación debe ser mayor a 2700 psia y menor a 4390 psia (Presión de fractura a 6700

ft con 300 psia de factor de seguridad). Esto con el fin de garantizar miscibilidad entre el fluido de yacimiento y el CO<sub>2</sub> a inyectar.

**Tabla 30.** Propiedades del gas a Inyectar, CO<sub>2</sub> con Impurezas

Fracción molar de CO2 en el gas a inyectar	0,968	fracción
Peso molecular CO2	44,01	gr/mol
Temperatura crítica CO2	304,28	°K
Temperatura crítica CO2	547,7	°R
Porcentaje en peso del CO2	98,499	%wt
Fracción molar de CH4 en el gas a inyectar	0,022	fracción
Peso molecular CH4	16,043	gr/mol
Temperatura crítica CH4	190,72	°K
Temperatura crítica CH4	343,3	°R
Porcentaje en peso del CH4	0,816	%wt
Fracción molar de N2 en el gas a inyectar	0,006	fracción
Peso molecular de N2	28,013	gr/mol
Temperatura crítica del N2	126,06	°K
Temperatura crítica del N2	226,9	°R
Porcentaje en peso del N2	0,3886	%wt
Fracción molar de O2 en el gas a inyectar	0,004	fracción
Peso molecular de O2	32	gr/mol
Temperatura crítica del O2	154,39	°K
Temperatura crítica del O2	277,9	°R
Porcentaje en peso del O2	0,2959	%wt

Fuente: SACHICA, J.A., NIÑO, Y.A. "Tesis de Grado" Bogotá 2005.

**Tabla 31.** Mínima Presión de Miscibilidad,-CO<sub>2</sub> con Impurezas

Correlación	CO2 99% pureza	CO <sub>2</sub> 96,8% pureza	
		ALSTON	SEBASTIAN
<b>GLASO (psia)</b>	3472	3769	3789
<b>ALTSON (psia)</b>	3092	3356	3374
<b>GA (psia)</b>	2717	2949	2965

### **5.2.2 Caudal de Inyección**

Debido a que el parámetro de control es la presión, esto por el tipo de proceso a implementar, la determinación del caudal de inyección se deja como un parámetro de predicción.

### **5.2.3 Tiempo de Inicio del Proceso de Inyección**

Aunque, la implementación de un proceso de recobro depende en gran medida de las condiciones que la compañía operadora tenga para iniciar el proyecto, el éxito del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible depende del nivel de depleción que presente el yacimiento (bajas presiones). Por esto se considera tiempos tempranos para el inicio de la inyección ó cualquier método que genere aumento en la presión. Así, el modelo se generó considerando un tiempo corto (2 años) como inicio del proceso de inyección.

## **5.3 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> MISCIBLE CAMPO NUTRIA**

Luego de determinar las condiciones a las cuales se va a llevar a cabo el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible y de definir el mejor ajuste histórico en tasas de producción y presiones de fondo se procedió a generar el modelo de predicción.

### **5.3.1 Caso base**

Es el Caso Base con predicción a 20 años, en el cual no se plantea ningún tipo de operación para mejorar las condiciones del campo. Este escenario cuenta con 35 pozos de los cuales 20 son activos.

### **5.3.2 Proceso de Inyección de CO<sub>2</sub> miscible**

Este esquema plantea un piloto de inyección, el cual consiste en el desarrollo del patrón planteado anteriormente. Este escenario implica la reactivación del pozo Nutria 19 y la perforación de un nuevo pozo inyector (INY-N37). El parámetro de control es la presión de fondo, la cual se toma como 3500 psia.

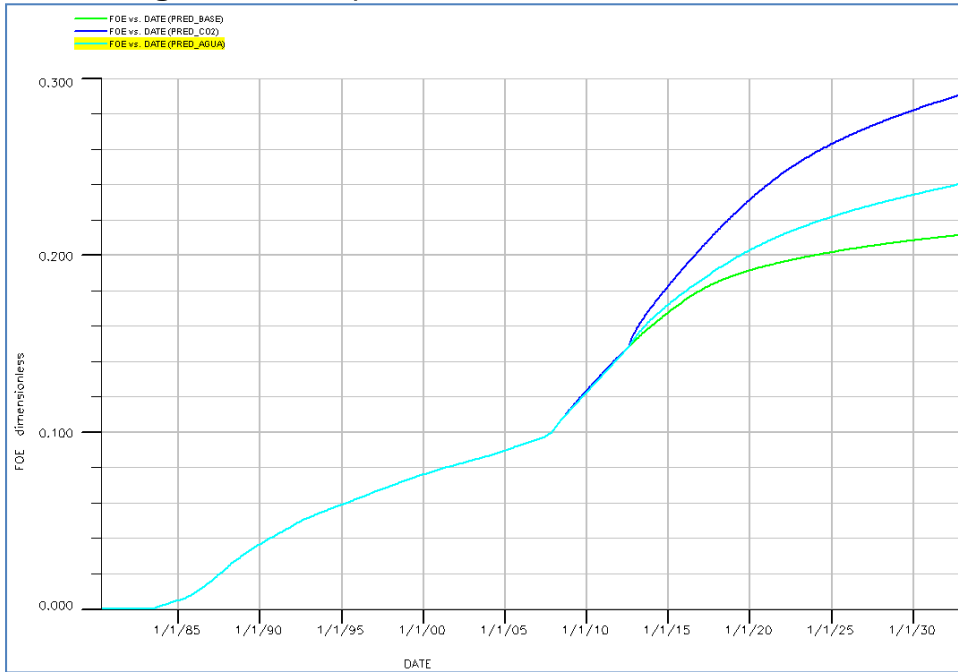
### **5.3.3 Proceso de Inyección de Agua**

Con el fin de tener un punto de comparación para el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible que es el objetivo general de este trabajo, se plantea un escenario de inyección de Agua. Este esquema se genera con las mismas condiciones del proceso de inyección de CO<sub>2</sub>. El cual consiste en un patrón de 5 puntos, con parámetro de control la presión de fondo.

En la Figura 45, se presentan los resultados del factor de recobro para el caso base, la predicción del proceso de inyección de agua y la predicción de la inyección de CO<sub>2</sub>.

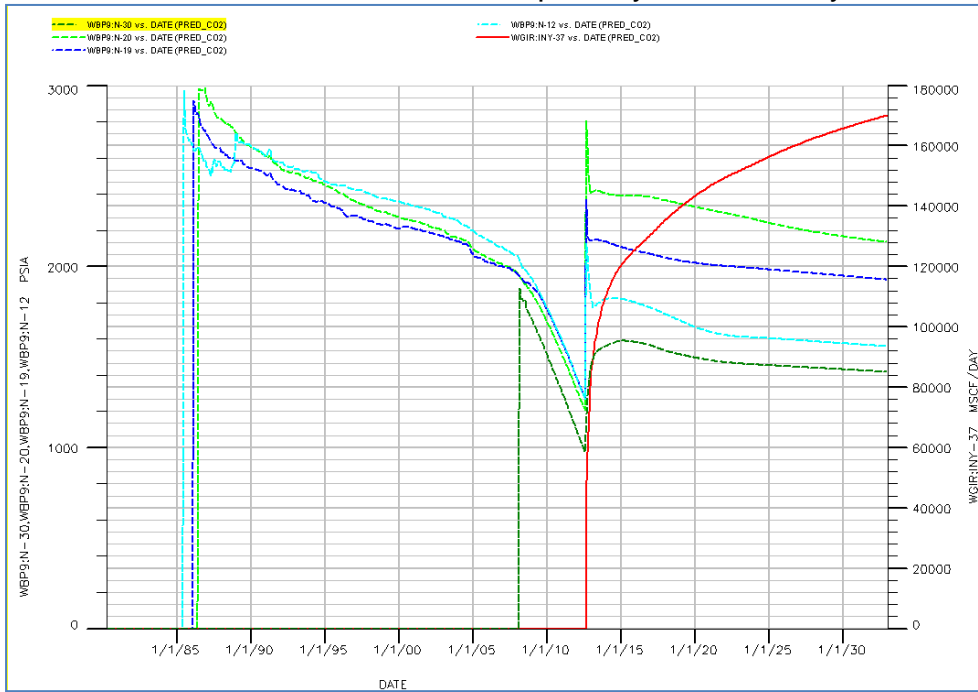
Estos resultados indican que en cualquiera de los casos hay un aumento en el factor de recobro respecto al caso base (8 y 3% FR incremental para inyección de CO<sub>2</sub> e inyección de agua respectivamente). El proceso de inyección de CO<sub>2</sub> presenta mayor recuperación de hidrocarburo con respecto a la inyección de agua. Sin embargo, para alcanzar las presiones de miscibilidad se necesitan caudales de inyección muy altos (>100 MMPCD). En la Figura 46, se observan los resultados del comportamiento de la presión alrededor de los pozos productores y la tasa de inyección de CO<sub>2</sub>.

**Figura 45. Comportamiento en el factor de recobro**



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

**Figura 46. Presión en la cercanía de los pozos y la tasa de inyección de CO<sub>2</sub>**



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

### 5.3.4 Inyección de Agua alternada de CO<sub>2</sub>

Debido a que el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> no arrojó resultados satisfactorios, ya que se necesitan tasas de inyección muy altas y considerando que las condiciones del yacimiento al tiempo de inyección no son las mejores para implementar este proceso. Se procede a generar escenarios en los cuales estas condiciones puedan mejorar.

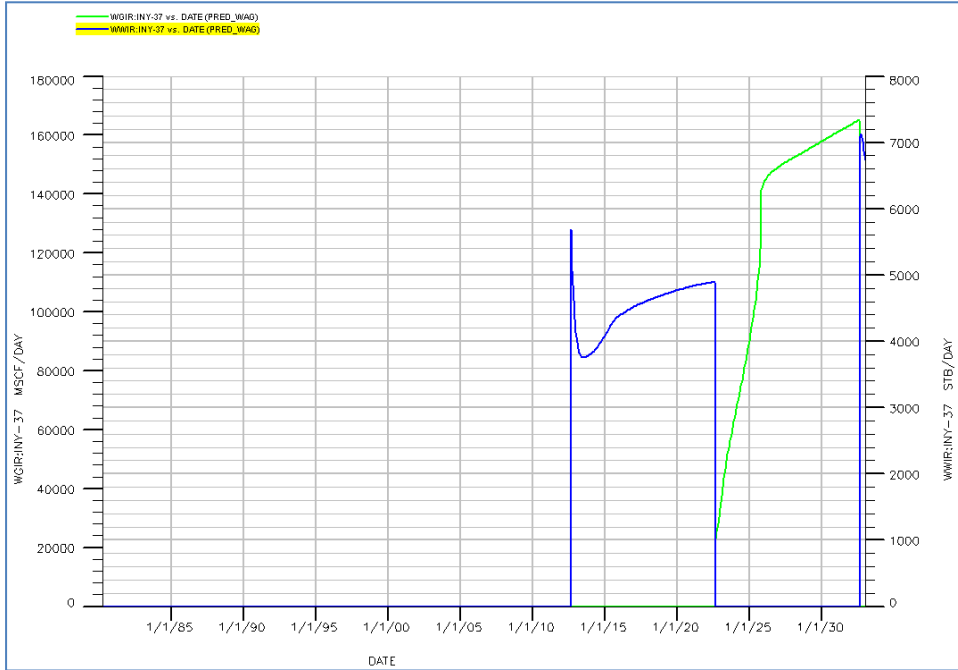
Inyectar agua durante un tiempo determinado con el fin de aumentar la presión y mejorar las condiciones del yacimiento para luego implementar el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible es el primer escenario a probar. En este esquema se plantea para un periodo de 10 años de inyección de agua y 10 años de inyección de CO<sub>2</sub>, teniendo como parámetro de control la presión (3500 psia).

En la Figura 47, se pueden observar los resultados para la predicción en las tasas de inyección. Estos indican que para igual presión de inyección, el periodo en cual se inyecta agua, es necesario tasas de 3800 a 5800 barriles por día, mientras para el periodo de inyección de CO<sub>2</sub> la tasa requerida para el sostenimiento de la presión está entre 20 y 164 MMscf/d.

En la Figura 48, se presenta el comportamiento de la presión en la cercanía de los pozos. Se observa que la presión aumenta casi 1000 psia en el periodo de inyección de agua y más de 1500 psia para la inyección de CO<sub>2</sub>. El sostenimiento de la presión es en total de 2500 psia respecto a la predicción base. Esto indica un mejoramiento en las condiciones de miscibilidad respecto a los escenarios mostrados anteriormente.

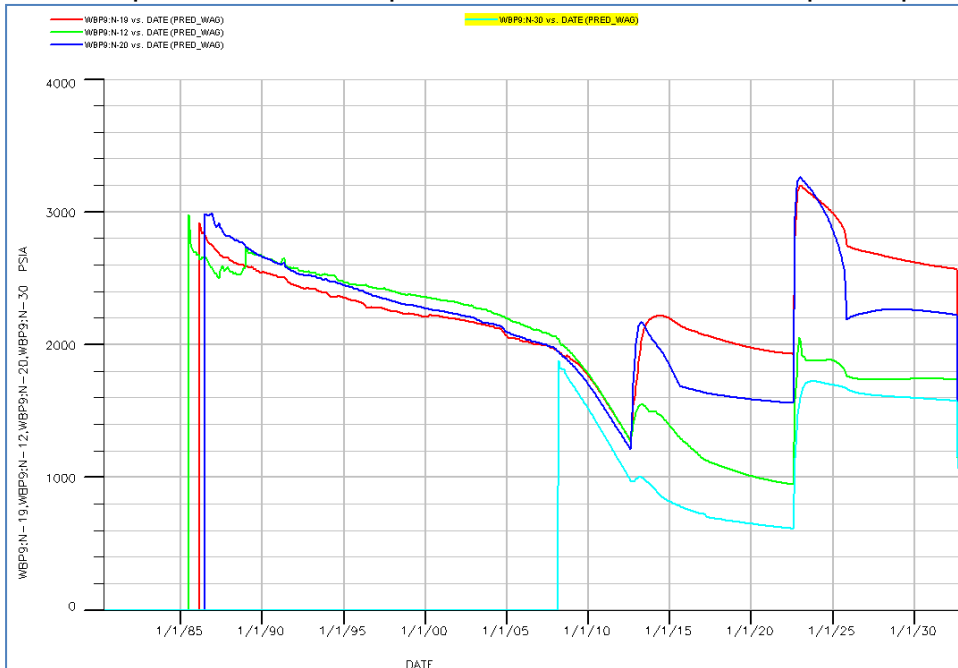
El factor de recobro es 7% incremental. Esto indica una mejora en cuanto a la recuperación de hidrocarburo respecto al proceso de inyección de agua y una mínima disminución con respecto al proceso con CO<sub>2</sub>.

**Figura 47. Tasas de inyección de agua y CO<sub>2</sub>**



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

**Figura 48. Comportamiento de la presión en la cercanía de los pozos productores**



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

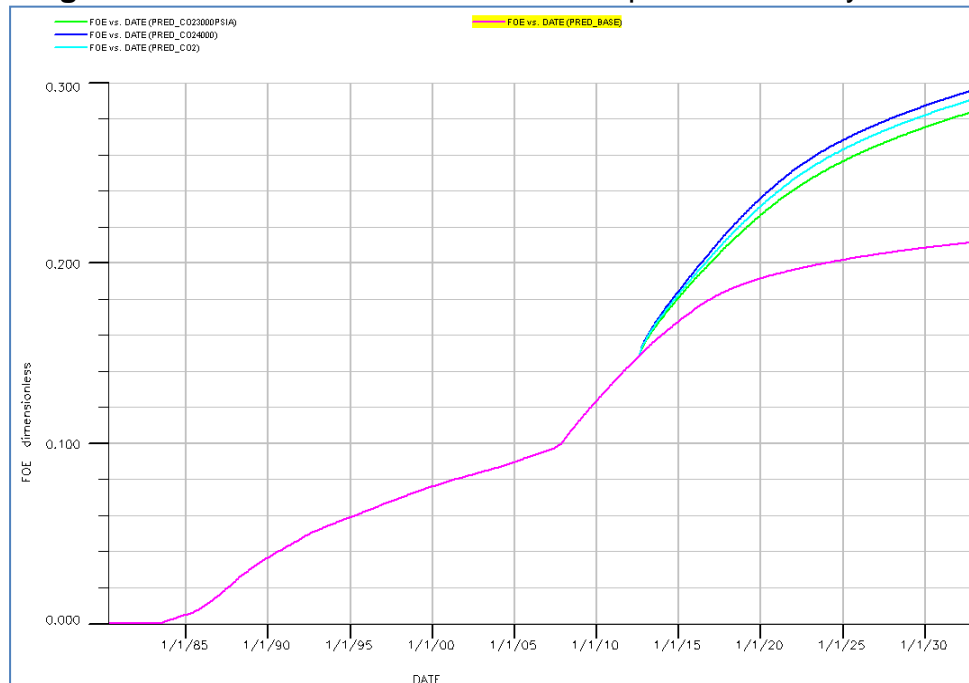
## 5.4 SENSIBILIDAD A LOS PARAMETROS CRITICOS DEL PROCESO

### 5.4.1 Presión de inyección

Con el fin de observar el comportamiento de la presión en el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> para el yacimiento en estudio, se realizó sensibilidad a este parámetro. Las presiones con las cuales se generaron las corridas de predicción son 3000, 3500 y 4000 psia, teniendo en cuenta que están por encima del valor definido como la más mínima presión de miscibilidad (2700 psia) según las correlaciones empíricas.

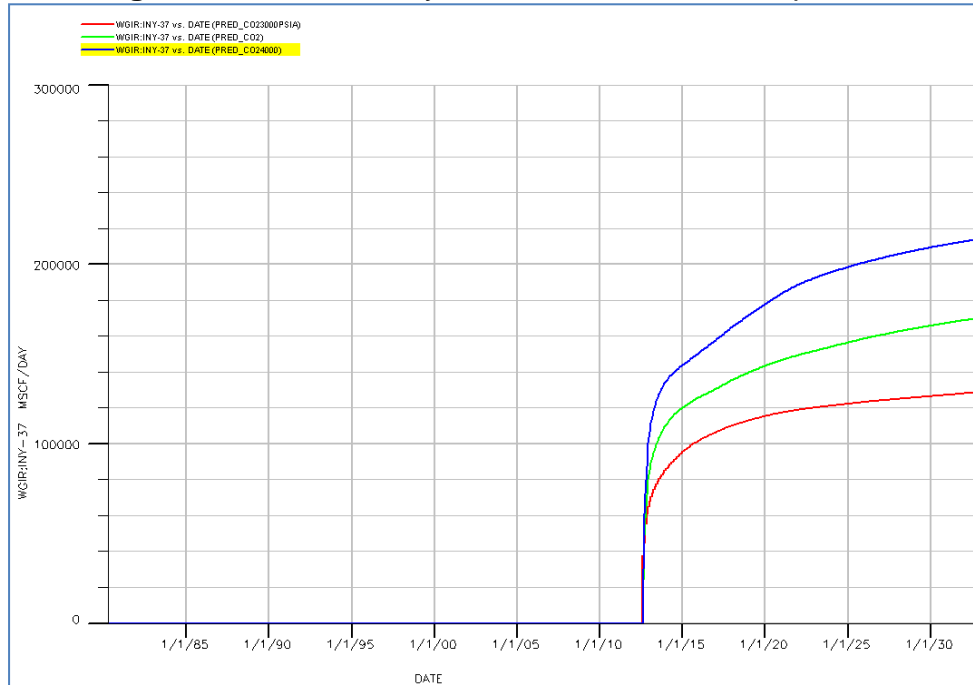
En las Figuras 49 y 50 se observan los resultados para el factor de recobro y la tasa de inyección. Se puede determinar que la presión es un parámetro crítico en este proceso, donde la tasa es altamente dependiente de la presión de inyección. Por cada 500 psia de aumento en presión, se obtiene un punto (Porcentaje) en el factor de recobro y la tasa de inyección aumenta más del 20%.

**Figura 49.** Factor de recobro a diferentes presiones de inyección.



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

**Figura 50. Tasas de inyección de CO2 variando presión**



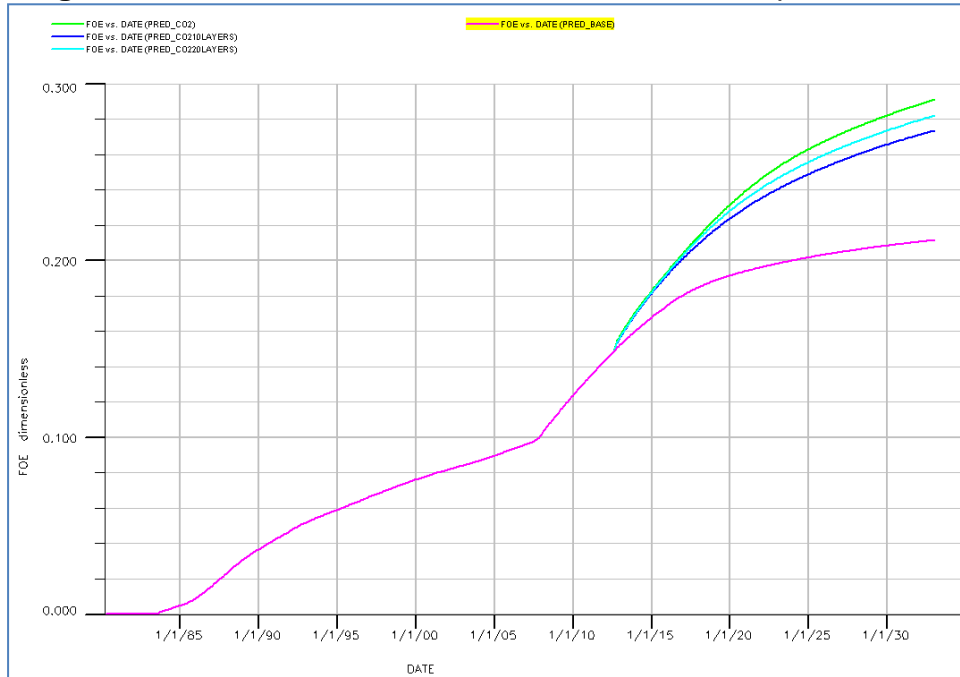
Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

#### 5.4.2 Número de Intervalos abiertos

Considerando el espesor neto como parámetro crítico en cualquier proceso de recobro mejorado, se decide hacer sensibilidad variando el número de capas en las cuales es abierto el pozo inyector. Se hizo predicción del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> con presión de fondo (3500 psia) como parámetro de control para 10, 20 y 30 capas abiertas. En promedio cada capa tiene espesor de neto promedio de 6,95 ft para la formación en estudio.

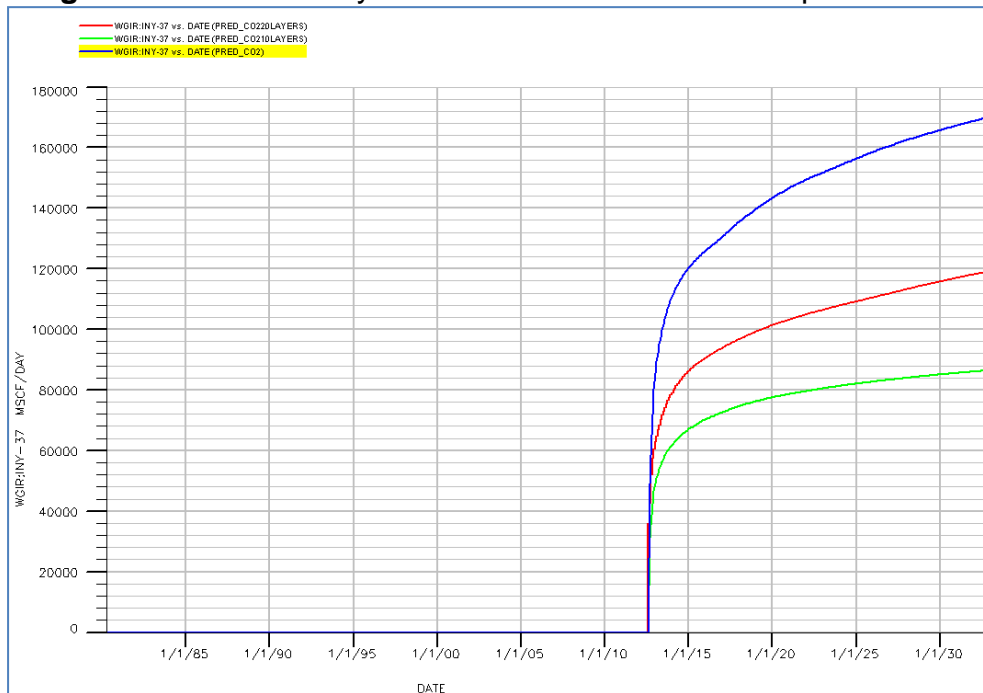
En las Figuras 51 y 52 se presentan los resultados para el factor de recobro y la tasa de inyección respectivamente. En estos se puede observar una tendencia similar a la presentada en la sensibilidad por presión. En los cuales la tasa de inyección está altamente relacionada con el número de intervalos abiertos a inyectar, un aumento de aproximadamente el 20% por cada 10 capas con influencia.

**Figura 51. Factor de recobro variando número de capas abiertas**



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

**Figura 52. Tasas de inyección variando número de capas abiertas**



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

### 5.4.3 Periodo de inyección de agua

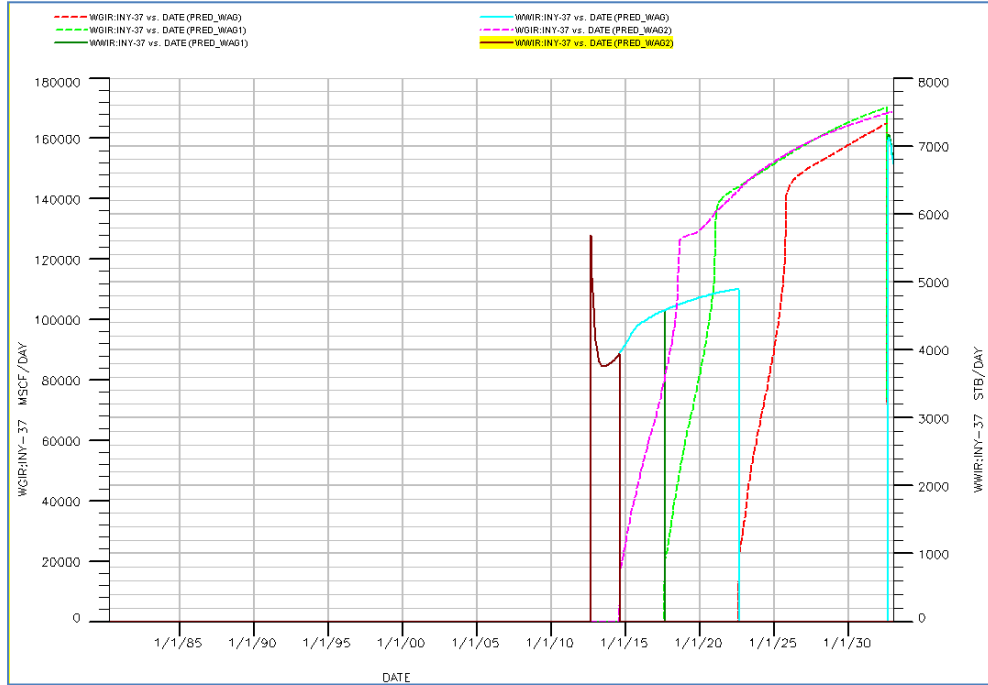
Con base en estudios hechos anteriormente, donde se hacen mejoras en las condiciones del yacimiento para implementar el proceso de inyección de gas miscible y donde estas consisten en inyección de agua durante un periodo determinado, se hace sensibilidad al tiempo en el cual este proceso debe ser llevado a cabo. Las corridas generadas consisten en 3 esquemas de inyección; Periodos de 10, 5 y 2 años para la inyección de agua con inyección continua de CO<sub>2</sub> durante 10, 15 y 18 años, respectivamente. Esto con presiones de fondo (3500 psia) como parámetro de control.

En las Figuras 53 y 54 se presenta los resultados para factor de recobro y tasas de inyección tanto para agua como para gas en cada uno de los escenarios generados. Las tasas de inyección de agua son iguales en todos los esquemas definidos, mientras las tasas para el CO<sub>2</sub> tienen un ligero aumento a medida que se disminuye el periodo de inyección de agua.

Se obtiene un mayor factor de recobro con un periodo mínimo de inyección de agua. Estos factores de recobro están comparados con el caso base y la inyección de CO<sub>2</sub> continua desde el inicio del proyecto.

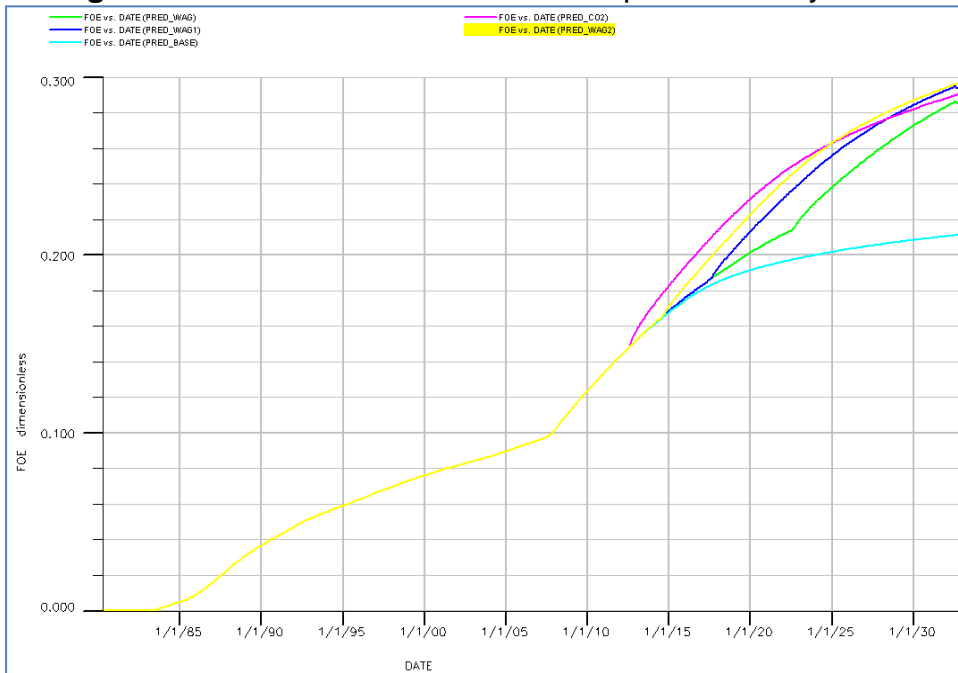
El mejor esquema en los periodos de inyección de agua previa a la inyección de CO<sub>2</sub>, varían dependiendo de la duración del proyecto. Así, para proyectos de larga duración, la inyección de agua debe ser por un tiempo relativamente largo mientras que si es un proyecto de corta duración, la inyección de CO<sub>2</sub> deber el periodo más largo.

**Figura 53.** Tasas de inyección de agua y CO<sub>2</sub>, variando periodos de inyección



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

**Figura 54.** Factor de Recobro variando periodo de inyección



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

#### 5.4.4 Tasas de inyección.

Teniendo en cuenta, que el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible para todos los escenarios generados requiere de altas tasas de inyección del gas (Mayores a 100 MMPCD), se realizan corridas de predicción a tasas de inyección que sean óptimas para aplicar en el Área, sin tener en cuenta la presión como limitante en el proceso.

Se crean cinco escenarios, el primero consiste en la inyección de agua, el cual es tomado del “Estudio de Desarrollo Secundario del Área Lisama Mediante Inyección de agua bajo la denominación de Área V Nutria”. El cual fue construido para manejar una tasa de inyección de 15 BWPD/ft lo cual equivale a 716 BWPD para el inyector propuesto. El segundo escenario, es un proceso de inyección de gas de producción a una tasa de 10 MMPCD y finalmente esquemas de Inyección de CO<sub>2</sub> a tasas de 20 MMPCD, 10 MMPCD y 1 MMPCD.

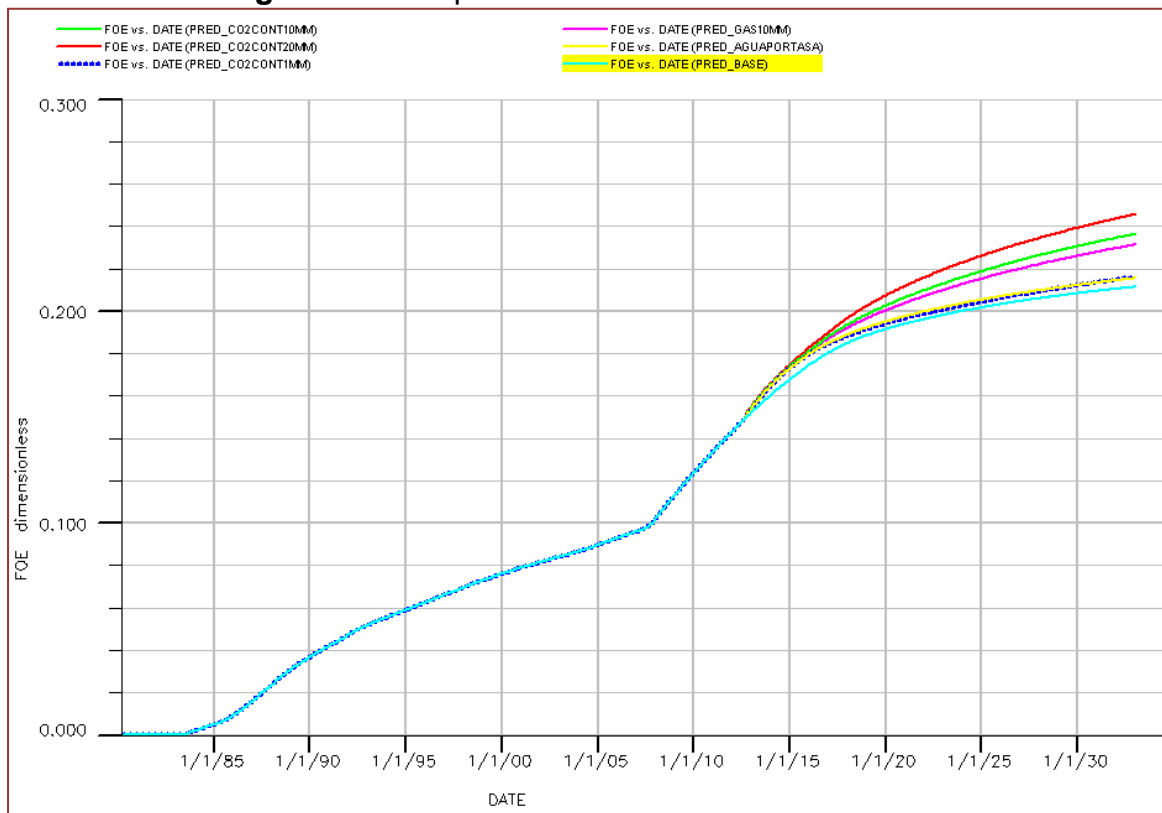
En la Figura 55, se observan los resultados de las predicciones en el factor de recobro para cada uno de los escenarios propuestos. La mayor recuperación de hidrocarburo se hace cuando se inyecta CO<sub>2</sub> continuo a una tasa de 20 MMPCD, seguido de la Inyección de 10 MMPCD con un 3 % y 2 % de recobro incremental respectivamente.

La Inyección CO<sub>2</sub> a tasas bajas (1 MMPCD) tiene un factor de recobro similar a cuando el proceso es con inyección de agua (< 1 % de factor de recobro incremental). Lo que indica que en casos donde la disponibilidad del CO<sub>2</sub> es baja y no se puede hacer inyección de CO<sub>2</sub> a altas tasas, un proceso de inyección de agua es preferible. Ya que se obtienen factores de recobro similares y se considera el agua como fluido de inyección con alta viabilidad económica respecto al CO<sub>2</sub>.

En el escenario en el cual se hace inyección de gas de producción a una tasa de 10 MMPCD se obtienen factores de recobro menores que en el caso donde se inyecta

CO<sub>2</sub> a la misma tasa. Esto indica que el Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) como fluido de Inyección, permite mayores recuperaciones de hidrocarburo respecto a otros fluidos (Gas de producción y Agua). Esto se debe principalmente al efecto de hinchamiento que genera al mezclarse con el aceite a las condiciones de yacimiento.

**Figura 55. Comportamiento del Factor de Recobro**

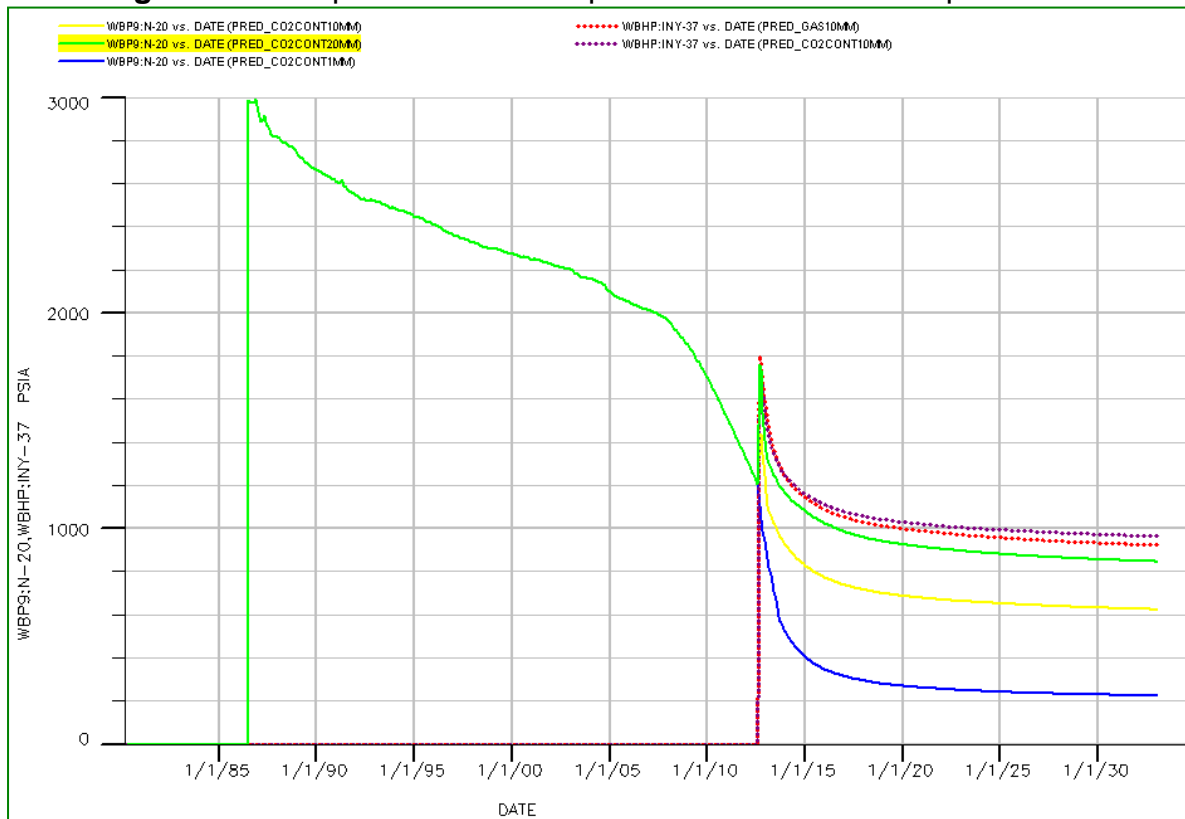


Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

En la Figura 56, se presenta el comportamiento de la presión en la cercanía de uno de los pozos productores (N-20) para cada uno de los escenarios propuestos. El mayor incremento de presión es cuando se hace inyección de CO<sub>2</sub> a la tasa de 20 MMPCD. Esto era de esperarse ya que es el esquema en que mayor volumen de fluido es inyectado.

En ninguno de estos escenarios se garantiza miscibilidad, debido a que las presiones alcanzadas (menores a 1600 psia) están por debajo de la mínima presión de miscibilidad (3000 psia).

**Figura 56.** Comportamiento de la presión a la cercanía del pozo N-20



Fuente: Eclipse 300 office 2009.1

## 5.5 ESCENARIO FINAL

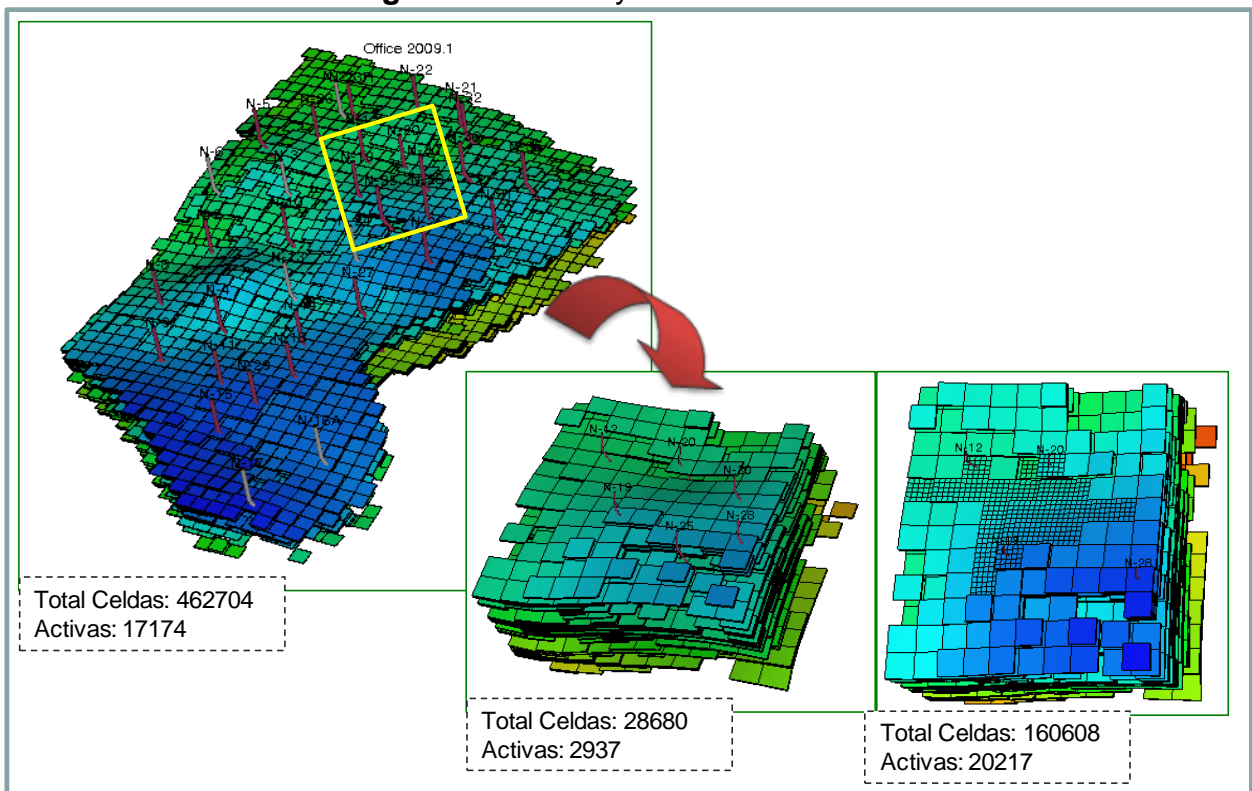
Con el fin de incluir los resultados de la sensibilidad, se genera un nuevo escenario de inyección. En este esquema se desea observar el efecto de presurización que tiene la inyección de agua previa a la inyección de CO<sub>2</sub>. Para esto se hace necesario

seleccionar un sector del modelo, realizar ajuste a este sector, hacer refinamiento local y finalmente hacer predicciones.

### 5.5.1 Selección del Sector y Refinamiento Local

En la Figura 57 se observa la malla de simulación antes y después de corte del sector y su respectivo refinamiento. El sector fue de 28680 celdas de las cuales 2937 están activas.

**Figura 57.** Sector y refinamiento local.



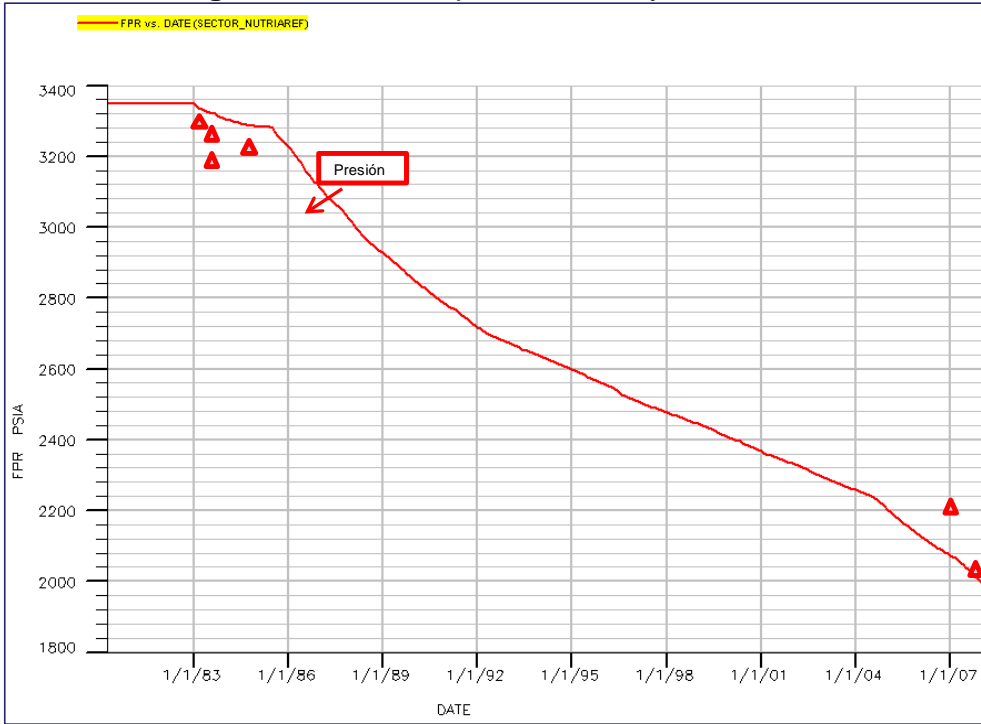
El refinamiento consiste en la partición de las celdas en unas más pequeñas, esto con el fin de observar de una manera más detallada los efectos de desplazamiento. Para este caso, se subdividió cada celda del área del piloto en 25 sub-celdas (5 en la dirección X y 5 en la dirección Y) Aumentado el número de celdas a 160508 de las

cuales 20217. Cabe anotar que este tipo de refinamiento no se hizo en el modelo de campo debido a que los resultados en las predicciones son similares en el caso en que no existe refinamiento y a los tiempos de computo extra que necesita (4 horas), el tamaño y capacidad de la maquina que se requiere (50 Gigas de espacio por cada corrida) son altos.

### 5.5.2 Ajuste del Sector

Debido a que las condiciones de los límites en el sector están siendo modificadas, se debe hacer un ajuste luego de cortar el sector. El parámetro que mayor desajuste presento fue la presión promedio del yacimiento, por lo tanto se vio la necesidad de ajustarlo nuevamente. En la Figura 58 se presenta el resultado del ajuste para este sector.

**Figura 58.** Presión promedio del yacimiento.

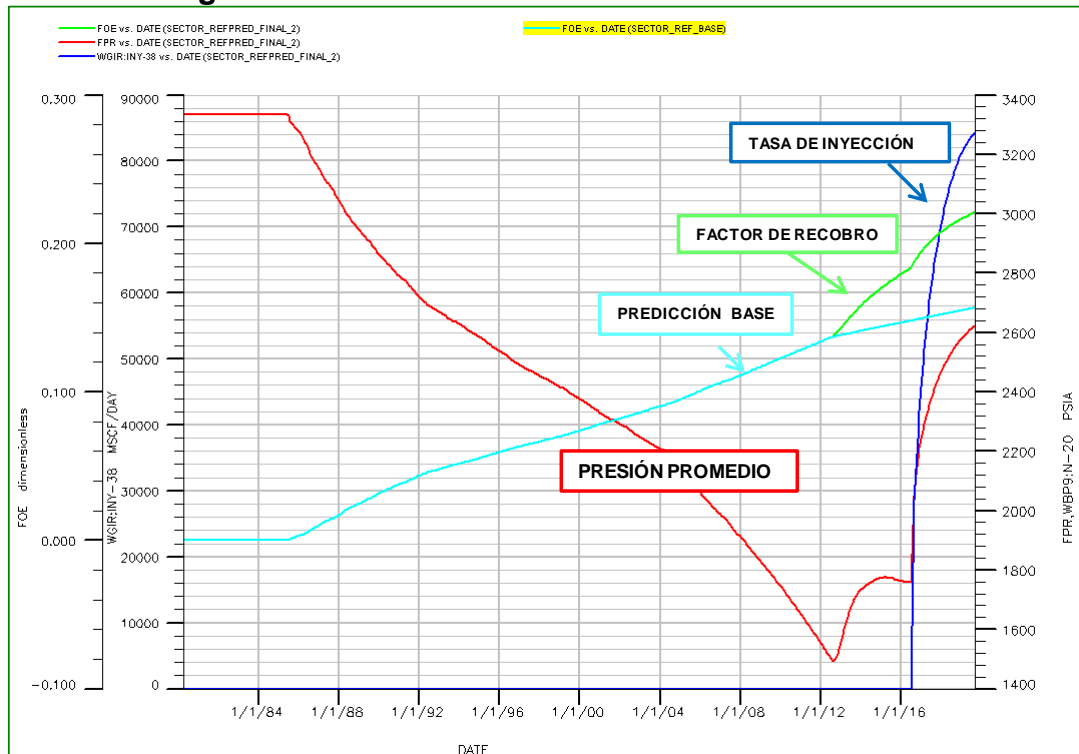


### 5.5.3 Predicción

El esquema de predicción consiste en la inyección de agua previo a la inyección de CO<sub>2</sub>. Esto corresponde a un periodo de 4 años inyectando agua a una tasa de 2000 BWPD y finalmente inyección de CO<sub>2</sub> a 3500 psia.

En la Figura 59 se presentan los resultados de esta predicción. Se puede observar que la inyección de agua aumenta la presión del yacimiento aproximadamente 300 psia en los 4 años que dura la inyección. Se requieren aproximadamente 30 MMPCD para inyectar CO<sub>2</sub> a condiciones de miscibilidad. El factor de recobro incremental al final del proceso es del 6 %.

**Figura 59. Resultados Escenario Final de Predicción**



## CONCLUSIONES

- El ajuste de la Ecuación de Estado Peng-Robinson 3 parámetros para el fluido confiable y representativo del Pozo Nutria 31, da como resultado una baja desviación (1.5% Error) respecto a la información experimental y consistencia termodinámica, lo que posibilitó su uso en el modelo dinámico del yacimiento.
- Los parámetros críticos en el ajuste histórico son el volumen poroso y número de celdas activas. Luego de finalizada la sensibilidad, el ajuste histórico en las tasas de producción de aceite es del 100%, el comportamiento del GOR y las tasas de producción de gas tienen tendencia que representa el comportamiento del campo.
- Debido a la falta de pruebas experimentales que representen el fluido del campo Nutria, en las cuales se determine el comportamiento de miscibilidad con el fluido a inyectar, se hicieron cálculos de Mínima Presión de Miscibilidad basados en correlaciones empíricas. Los resultados varían de acuerdo a la correlación utilizada. Así, para una inyección con CO<sub>2</sub> puro, la presión de miscibilidad está entre 2700 y 3500 psia. Mientras que, para un gas de inyección con 96,8% de pureza del CO<sub>2</sub>, la presión de miscibilidad oscila entre 2917 y 3789 psia
- Se crearon diferentes escenarios de predicción con el fin de determinar el comportamiento del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible. El primer esquema que se plantea es el caso base, en el cual no se hace ningún tipo de operación para mejorar las condiciones del campo. En 20 años de predicción (año 2032) se obtiene bajo este escenario un factor de recobro del 21%.

- Se compararon los resultados de la inyección de CO<sub>2</sub> miscible e inyección de agua a altas presiones (3500 psia). Los resultados indican que en cualquiera de los dos casos hay un aumento en el factor de recobro respecto al caso base (8 y 3% FR incremental para inyección de CO<sub>2</sub> e inyección de agua respectivamente). El proceso de inyección de CO<sub>2</sub> presenta mayor recuperación de hidrocarburo con respecto a la inyección de agua, Sin embargo, para alcanzar las presiones de miscibilidad se necesitan caudales de inyección muy altos (>100 MMPCD).
- Se realizaron sensibilidades a los parámetros críticos del proceso (Presiones de inyección, periodos de inyección, y los intervalos abiertos). Se puede determinar que la presión es un parámetro crítico en este proceso, donde la tasa es altamente dependiente de la presión de inyección. Por cada 500 psia de aumento en presión, se obtiene un punto (Porcentaje) en el factor de recobro y la tasa de inyección aumenta más del 20%.
- Para el número de capas abiertas, se observa una tendencia similar a la presentada en la sensibilidad por presión. La tasa de inyección está altamente relacionada con el intervalo abierto a inyectar, un aumento de aproximadamente el 20% por cada 10 capas con influencia. El factor de recobro aumenta al aumentar el espesor (1 punto por cada 10 capas).
- La sensibilidad al periodo en que se debe inyectar agua da como resultado que se obtiene un mayor factor de recobro con un periodo mínimo de inyección de agua. Las tasas de inyección de agua son iguales en todos los esquemas definidos, mientras que para el CO<sub>2</sub> aumentan a medida que se disminuye el periodo de inyección de agua.

- Teniendo en cuenta las condiciones actuales del yacimiento, se hace poco atractiva la inyección de CO<sub>2</sub> continuo como proceso miscible para el Campo Nutria. Esto debido a que se necesitan altas tasas de gas (> 80 MMSCFD) para alcanzar presiones de miscibilidad (> 3000 psia).
- La inyección de agua, previa a la inyección de CO<sub>2</sub>, es una buena alternativa como método de recuperación de hidrocarburo. Esto mejora las condiciones del yacimiento, haciendo viable una inyección de CO<sub>2</sub> miscible.
- En casos donde la disponibilidad del CO<sub>2</sub> es baja y no se puede hacer inyección de CO<sub>2</sub> a altas tasas, un proceso de inyección de agua o de gas (Producción) es preferible. Ya que se obtienen factores de recobro similares y se consideran con alta viabilidad económica respecto al CO<sub>2</sub>.
- Se comprobó mediante simulación numérica que el CO<sub>2</sub> como fluido de Inyección, permite mayores recuperaciones de hidrocarburo respecto a otros fluidos (Gas de producción y Agua). Esto se debe principalmente al efecto de hinchamiento que genera al mezclarse con el aceite a las condiciones de yacimiento

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer pruebas experimentales para el campo, en donde se determine la mínima presión de miscibilidad y el comportamiento de fases entre el crudo y el CO<sub>2</sub> a diferentes concentraciones molares.
- Se recomienda actualizar la base de datos del Schedule periódicamente, donde se integre las tasas de producción, eventos y demás.
- Se hace necesario tomar pruebas de presión al Área, con las cuales se tenga certeza del comportamiento en la presión del yacimiento.
- Se recomienda hacer estudios de las posibles fuentes de obtención del dióxido de carbono y su posible viabilidad económica en la utilización como método de recobro mejorado en las cuencas del país.
- Es recomendable estudios de viabilidad de otros métodos de recobro a implementar en el campo. De acuerdo al *screening* técnico del campo Nutria, estos podrían ser inyección cíclica y continua de dióxido de carbono, la inyección de polímeros-surfactantes y/o inyección de gas rico.
- Realizar un análisis financiero para el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible y determinar la viabilidad económica de la implementación del proceso en el Área.

## BIBLIOGRAFIA

1. ALSTON, R.B., Kokolis, G.B., and James, C.F.: "CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for impure CO<sub>2</sub> Streams and live oil systems," SPEJ (Abril 1985) 268-74.
2. BENHAM, A.L., Dowden, W.E., and Kunzman, W.J.: "Miscible fluid displacement- Prediction of miscibility," *Trans. AIME* (1960) **219**, 229-37.
3. BROWN, G. G. *et al.*: "Natural Gasoline and the volatile Hydrocarbons," Natural Gas Assn. of America, Tulsa (1948).
4. CAMPBELL, B. T. and Orr Jr., F. M.: "Flow Visualization for CO<sub>2</sub>/Crude Oil Displacements," SPEJ (Octubre 1985) 665-78
5. CASTRO, R.H. CAÑAS, W.M. OSORIO, R. y SOTO, C. Definición de yacimientos compartimentalizados aplicando gradientes composicionales. Formación Mugrosa B, Cuenca del Valle Medio Magdalena, Campo Lisama, Colombia. SPE Paper 123068. 2009
6. CLARK, N. J. *et al.*: "Miscible Drive-Its Theory and Application," *JPT* (1958) 11-20.
7. COSTA, Ana Paula A., SPE, PETROBRAS; SCHIOZER, Denis J., SPE, UNICAMP; MOCZYDLOWER, Priscila, SPE, PETROBRAS and BEDRIKOVETSKY, Pavel, SPE University of Adelaide. Uso de modelos representativos para mejorar la toma de decisiones en procesos de invasión química en campos maduros.
8. DON W. Green, G. Paul Willhite. Enhanced Oil Recovery, SPE textbook series Vol. 6, 1998.
9. HERRERA, J.L., PATIÑO, J.C. Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado. Bucaramanga, 2009. Trabajo de grado (Ingeniero Químico). Universidad Industrial de Santander.

10. GLASSTONE, S.: *Textbook of Physical Chemistry*, second edition, Van Nostrand Reinhold Co. Inc., New York City (1946) 791.
11. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Informe Final, Estrategias de desarrollo para los campos del Área Lisama y Llanito. Piedecuesta, 2008.
12. MCCAIN William, Properties of petroleum fluids, PennWell Books, 1990.
13. M.J. Vilela, SPE, Repsol YPF, and Mohammed Gharsalla, Mohammed ElGhmari, and Abdulhamid Majdoub, Zuetina Oil Co. S.: *Textbook of Physical Chemistry*, second edition, Van Nostrand Reinhold Co. Inc., New York City (1946) 791. "Performance Evaluation of a Reservoir Under EOR Recovery: Intisar 'D' Reef, Concession 103, Libya", SPE 104619-MS, 2007.
14. STALKUP Jr., F.I.: "Displacement behavior of the Condensing/vaporizing Gas Drive Process," paper SPE 16715.
15. MANSOORI, J. and Gupta, S.P.: "An Interpretation of the displacement behavior of Rich Gas Drives Using an equation-of-State Compositional model," paper SPE 18061.
16. Stalkup Jr., F.I.: *Miscible Displacement*, Monograph series, SPE, Richardson, TX (1983) **8**.
17. Holm, L. W. and Josendal, V. A.: "Mechanism of oil displacement by Carbon Dioxide," JPT (Dic. 1974) 1427-36
18. Holm, L. W. and Josendal, V. A.: "Discussion of determination and prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressures," JPT (Mayo 1980) 870-871
19. Holm, L. W. and Josendal, V. A.: "Effect of oil composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide," SPEJ (Feb 1982) 87-98
20. Yelling, W.F. and Metcalfe, R.S.: "Determination and prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressures," JPT (Ene.1980) 160-168
21. METCALFE, R.S: y YARBOUROUGHT, L.: "The Effect of Phase Equilibria on the CO<sub>2</sub> Displacement Mechanism," SPEJ (Aug. 1979) 242-52.
22. TIFFIN, D.L. and YELLIG, W.F.: "Effects of Mobile Water on Multiple Contact Miscible Gas Displacement," SPEJ (Marzo 1964) 447-55

23. RIVERA, D.A y F.K VALLES. "Factibilidad de inyectar Nitrógeno como método de recobro secundario en un pozo del campo Llanito." 2009. Universidad de América.
24. RIVERA, J. E. Estudio de factibilidad de la inyección de CO<sub>2</sub> Campo Lisama. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 1994.
25. SATTER A. y THAKUR G. Integrated Petroleum Reservoir Management, a team approach, PennWell Books, 1994.
26. SACHICA, J.A., NIÑO, Y.A. Factibilidad Técnico-Económica del uso del CO<sub>2</sub> de la Gerencia Complejo De Barrancabermeja en el recobro Terciario de petróleo de los Campos Yariguí-Cantagallo y "San Silvestre, Gala, Llanito". Bogotá, 2005. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos).Fundación Universidad de América.
27. SILVA SALAS, Mildre. Ajuste histórico del modelo de simulación y predicción de un proceso de inyección de agua en yacimientos complejos para un sector del área de Lisama. Bucaramanga, 2009. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.
28. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Final Report, Literature Field Data Review, Enhanced Oil Recovery (EOR). University of Texas. Austin TX.2008.
29. STANDING, M.B: and Katz, D.L.: "Density of Natural Gases," *Trans.*, AIME (1942) 146, 140-49.
30. TABER, J.J. y F.D. MARTIN. "Technical screening guides for the Enhanced Recovery of Oil." SPE Paper 12069 presentado en The 1983 Annual Technical Conference and exhibition, San Francisco, CA, Oct 5-8, 1983.
31. ZICK, A.A.: "A combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the displacement of oil by Enriched Gases", paper SPE 15493.

## **ANEXOS**

## **ANEXO A. MEDIDA Y PREDICCIÓN DE LA MMP O MME EN UN PROCESO DE MÚLTIPLES CONTACTOS**

Una importante consideración en el diseño, es la determinación de las condiciones bajo las cuales se alcanzará una miscibilidad dinámica para un fluido y características de yacimiento específicos. La temperatura del proceso está determinada por las condiciones de yacimiento, pero la presión puede ser controlada bajo ciertos límites. Al igual que la composición del gas inyectado puede ser establecida. Así, el problema radica en la determinación de la presión mínima de miscibilidad (MMP) o el enriquecimiento mínimo del gas (MME) en la cual se alcanzará la miscibilidad en un proceso de múltiples contactos para una composición específica de fluido y temperaturas de yacimiento.

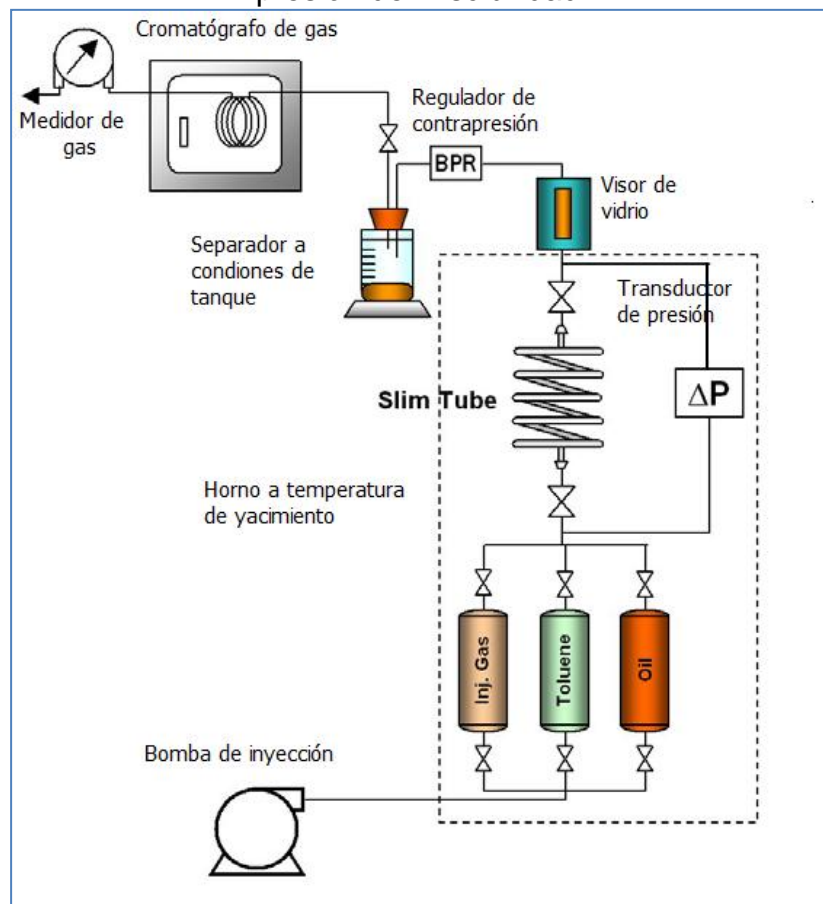
### ***Mediciones experimentales de MMP o MME***

La presión de miscibilidad puede ser medida realizando pruebas de desplazamiento bajo condiciones idealizadas. La prueba del slim-tube se ha convertido en un procedimiento generalmente aceptado, aunque las condiciones e interpretaciones precisas de su funcionamiento no han sido estandarizadas por la industria del petróleo. Otro método, que fue introducido recientemente, usa un aparato burbujeante (RBA) y ha mostrado arrojar resultados comparables y tomar menos tiempo que una prueba de slim-tube.

La Figura 60 es un esquema del equipo para la prueba del slim-tube. El slim-tube normalmente consiste en un tubo de acero inoxidable de cerca 5/16 de pulgada. ID y cerca de 40 pies de longitud. El tubo es empaquetado de manera uniforme con arena fina gradada o bolas de vidrio de un tamaño del orden de 100 MESH. La razón entre el tamaño de las partículas y el diámetro del tubo es lo suficientemente pequeña que los efectos de borde son despreciables. El tubo es colocado en una manera tal que el flujo

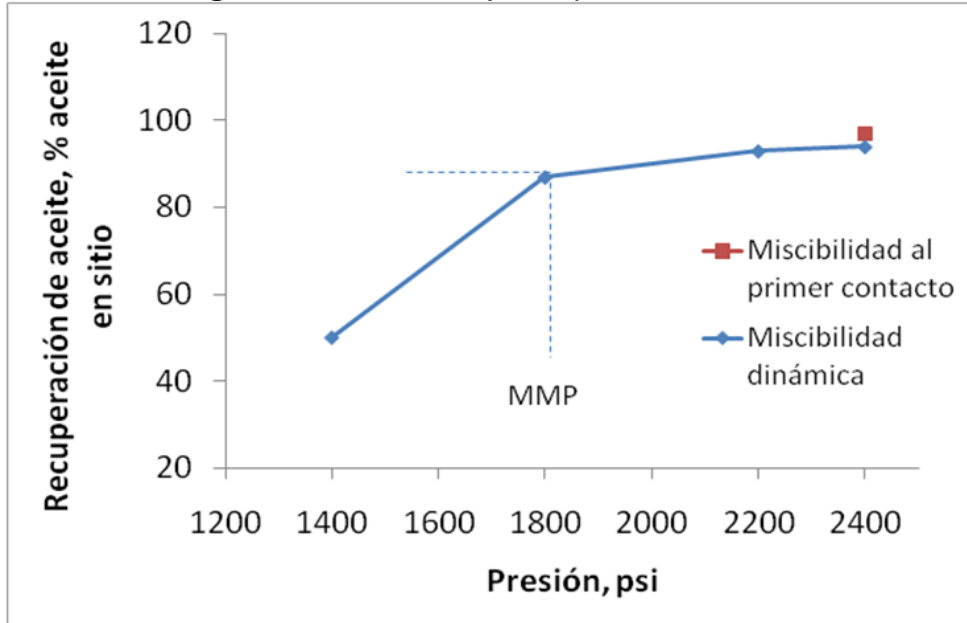
es básicamente horizontal y los efectos gravitacionales son insignificantes. Un sistema de bombas es provisto para forzar a los fluidos a través del empaquetamiento de medio poroso, y la presión es controlada por un regulador contrapresión. El tubo enrollado y algún material auxiliar son colocados en un baño a temperatura constante, usualmente un baño de aire. En el efluente final del tubo, se provee la recolección de fluidos y los sistemas de medida. Este equipo puede variar desde un simple cilindro graduado y un medidor de mojado hasta un sistema más complicado que involucre un cromatógrafo de gas. Una pequeña celda visual se incluye también en final del efluente así que el fluido producido puede ser observado.

**Figura 60.** Esquema del aparato slim-tube para mediciones experimentales de la presión de miscibilidad.



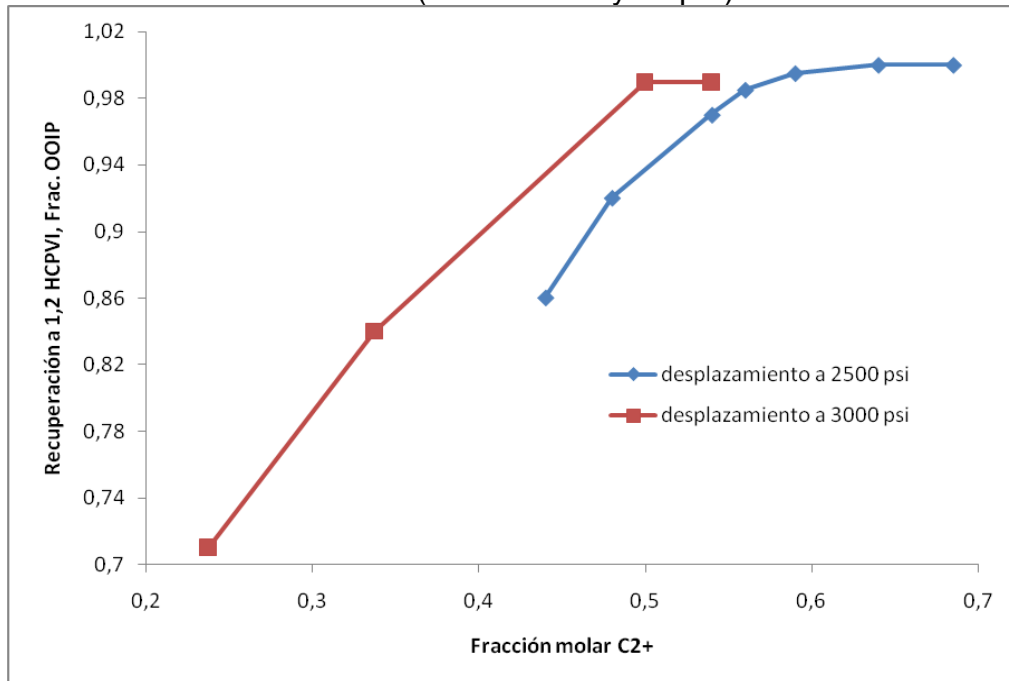
Fuente: J. Bon, SPE, and H.K. Sarma, SPE 97536.

**Figura 61.** Datos arrojados por el slim-tube.



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

**Figura 62.** Recobro del slim-tube como función del nivel de enriquecimiento del solvente (de Mansoori y Gupta)



Fuente: SPE 18061.

Para llevar a cabo una prueba, el medio poroso en el tubo es llenado con el hidrocarburo que va a ser desplazado. Esto se llena normalmente con una muestra del aceite del yacimiento que está siendo considerado para el desplazamiento miscible. El sistema se lleva a la temperatura de prueba, y el regulador de contrapresión se programa a la presión deseada para el desplazamiento. El fluido desplazante es inyectado entonces a una tasa constante. Una tasa lineal de avance considerablemente mayor que la que se usará en el yacimiento es la que se usa con el fin de completar el experimento en una cantidad de tiempo razonable. La caída de presión en el sistema es por lo general una pequeña fracción del nivel promedio de la presión absoluta en el tubo. Del experimento se obtienen la recuperación de hidrocarburos al momento de irrupción de los fluidos inyectados, la recuperación al momento de la inyección de un número específico de volúmenes porosos y/o el recobro final de hidrocarburos.

La prueba completa es repetida varias veces, variando la presión, pero manteniendo las otras variables constantes. Las recuperaciones son graficadas como función de la presión de desplazamiento, como se muestra en la figura 61. Se supone que la MMP es la presión en el punto en que se parte la curva, es decir, la presión sobre la cual ocurre muy poca recuperación adicional. En el ejemplo de la figura 61, se determino de los datos que el sistema tiene una presión mínima de miscibilidad de 1800 psia. No existe un método universalmente aceptado para definir la MMP de los métodos de slim-tube. Bon y Sarma<sup>5</sup> hacen una descripción de los equipos utilizados para obtener las presiones mínimas de miscibilidad. Los diferentes métodos arrojan resultados que son suficientemente cercanos entre ellos para propósitos ingenieriles.

Un enfoque alternativo que ha sido usado, especialmente para desplazamientos con gas condensante, es medir el mínimo enriquecimiento del gas para adquirir miscibilidad (MME) a una presión fija. Se corren desplazamientos sucesivos con concentraciones incrementalmente mayores de un compuesto intermedio como el C<sub>2+</sub> en el solvente

desplazante. En la figura 62, se muestra un resultado normal de una prueba de slim-tube para dos presiones diferentes.

La prueba del slim-tube es apropiada para los procesos de desplazamiento condensante/vaporizante, aunque se piensa que la miscibilidad casi nunca se desarrolla completamente. La eficiencia es alta en el proceso, y la presentación de la miscibilidad se comporta de forma general de la manera en que ocurren los procesos vaporizantes y condensantes.

La base para la prueba del slim-tube es que el pequeño diámetro del tubo llenado por un medio poroso inconsolidado sirve como un sitio ideal para el desarrollo de contactos múltiples para el fluido desplazado y el desplazante. Se supone que el fluido desplazado y desplazante se encuentran en equilibrio termodinámico local en todos los puntos del medio poroso. La razón entre la longitud y el diámetro del slim-tube se establece de manera que los comportamientos no ideales, como la digitación viscosa causada por las heterogeneidades del medio poroso, las razones de viscosidad desfavorables, los efectos gravitacionales, son insignificantes. De esta manera, se toma la eficiencia de desplazamiento como el resultado de comportamiento termodinámico de las fases del sistema y no una función de las características particulares de la roca del yacimiento. Como se indicó en la figura 61, la recuperación en un proceso de miscibilidad a los múltiples contactos, MCM, que se conduce en un slim-tube es algo menor que el de un proceso de miscibilidad al primer contacto FCM.

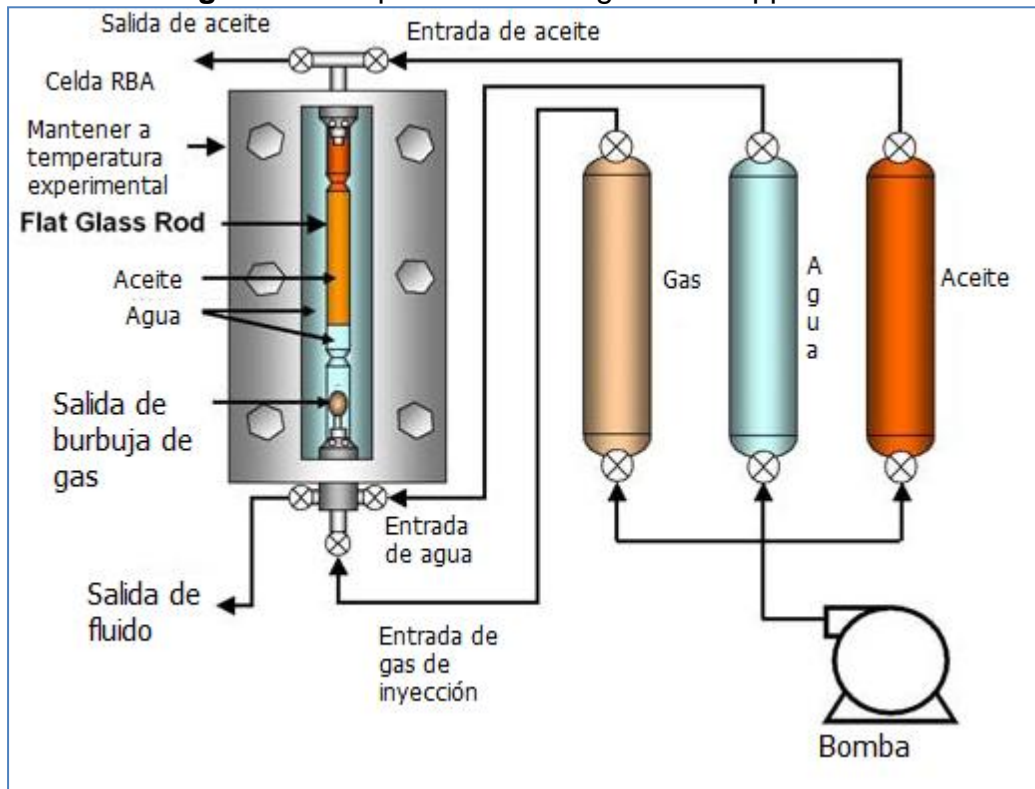
En algunos casos, las validaciones visuales que se puedan hacer de los fluidos que se mueven dentro del tubo se usan para confirmar la existencia de un flujo sencillo o multifásico. Los análisis cromatográficos de los efluentes pueden proveer información adicional acerca de la naturaleza del desplazamiento.

Los experimentos con slim-tube son relativamente sencillos de hacer (aunque requieren una cantidad grande de tiempo) y han sido usados de manera común en el diseño de procesos miscibles o para el screening de yacimientos. Las pruebas se hacen esencialmente para determinar los yacimientos candidatos para desarrollo de procesos miscibles. La suposición de que los efectos no lineales, como la digitación viscosa y la segregación gravitacional son insignificantes puede no ser válido siempre; por eso, se recomienda que las condiciones del slim-tube sean comprobadas mediante el uso de un desplazamiento al primer contacto, FCM, como control.

El Rising Bubble Apparatus (RBA) es otro equipo que se usa para la determinación de MMP, este sistema consiste en un tubo delgado montado verticalmente en un tubo de vidrio plano montado verticalmente con un visor de alta presión manométrica en un baño de temperatura controlada. Una luz en la parte posterior es usada en el visor del manómetro para lograr observar el comportamiento. El tubo y el manómetro se llenan primero con agua destilada. Luego, el agua es desplazada por el aceite que va a ser probado excepto cuando una columna corta en el fondo. La temperatura es mantenida en el valor deseado, usualmente la temperatura del yacimiento de interés, y la presión se mantiene a un valor de prueba especificado. Ver figura 63.

Luego, una pequeña burbuja de gas es inyectada en el fondo del tubo. La composición del gas es la del gas de inyección que va a ser probado en el proceso MCM. La burbuja de gas sube primero a través de la columna de agua y luego a través del aceite. Su comportamiento es observado a medida que sube a través de la región que cubre el visor de vidrio.

**Figura 63.** Esquema del Rising Bubble Apparatus.



**Fuente:** SPE 97536.

El comportamiento de la burbuja es distintivo un poco por encima de la MMP. A medida que la burbuja sube, cambia de forma y se dispersa en el aceite. Mucho más debajo de la MMP, la burbuja mantiene su forma esférica a medida que sube pero disminuye su tamaño como resultado de la transferencia de masa entre el gas y el aceite. Muy por encima de la MMP, la burbuja se dispersa dentro del aceite rápidamente.

Los inventores de este proceso presentaron datos mostrando que los valores de MMP determinados por el RBA concuerdan dentro de una precisión aceptable con los valores obtenidos con el equipo de slim-tube. El método de RBA es mucho más rápido que el del slim-tube, de manera que se pueden obtener mayor cantidad de datos en un tiempo determinado.

Los métodos que se usan para estimar MMP como función de la composición del fluido y la temperatura, los mencionaré más adelante. Las bases experimentales para los métodos predictivos son usualmente la MMP medida en el slim-tube. Lo que quiere decir que la MMP determinada en el experimento de slim-tube es usualmente la aceptada como el valor correcto, el cual se compara un valor predicho.

## **PREDICCIÓN DE MMP**

La presión mínima de miscibilidad, MMP, es comúnmente predicha de (1) correlaciones empíricas basadas en resultados experimentales Y (2) cálculos de comportamiento de fase basados en una Ecuación de estado (EOS) y en modelado computacional.

El primer acercamiento, el uso de correlaciones empíricas, se aplica de manera relativamente simple. Un valor predicho puede estar en un error significativo, especialmente si la correlación se aplica a condiciones muy alejadas de las condiciones experimentales en las cuales se basó la correlación. Las correlaciones empíricas se usan normalmente para obtener un estimado rápido o como una herramienta de screening.

El segundo acercamiento, que involucra el uso de una ecuación de estado puede ser usado para obtener resultados más confiables. Sin embargo, este acercamiento requiere la disponibilidad de una gran cantidad de datos de composición de los fluidos del yacimiento. Estos datos pueden no estar disponibles, aunque pueden obtenerse a través de análisis de laboratorio que pueden llegar a ser costosos. Más aún, los cálculos son complejos y requieren la aplicación de una solución por medio de algoritmos y computadoras. Estos algoritmos no están disponibles generalmente en la industria. También, debido a que las constantes de equilibrio requeridas en los cálculos no se conocen de manera precisa o porque la EOS no es lo suficientemente precisa, los

cálculos deben ser calibrados con datos PVT experimentales. Esto puede convertirse en un trabajo laborioso.

Como fue dicho anteriormente, las bases experimentales para los cálculos de MMP son típicamente la presión de miscibilidad medida en el desplazamiento dentro del slim-tube.

## CORRELACIONES EMPÍRICAS

Existen un número de correlaciones empíricas que pueden ser usadas para estimar la presión mínima de miscibilidad, MMP, para sistemas hidrocarburos (gas enriquecido o vaporizante) y sistemas CO<sub>2</sub>/hidrocarburos. Ejemplos de estas correlaciones se presentan a continuación.

*Desplazamiento con gas condensante.* Una correlación temprana desarrollada por Benham *et al*<sup>4</sup> es aplicable a los desplazamientos con gas condensante. Su correlación está basada en un estudio de los comportamientos de fase calculados de cinco diferentes mezclas de aceites de yacimiento con intermedios (mezclas de C<sub>2</sub> a C<sub>4</sub>) y metano C<sub>1</sub>. El comportamiento de fases fue representado por diagramas pseudoternarios con C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> a C<sub>4</sub>, y C<sub>5+</sub> como los pseudocomponentes. En vez de triángulos equiláteros eso triángulos rectángulos para los diagramas.

Benham *et al*<sup>5</sup> observó que, en la región del punto crítico, las líneas de unión calculadas que conectaban las composiciones en equilibrio en la región de dos fases tendían a tener pendientes negativas (en un diagrama hecho sobre un triángulo rectángulo) que eran cercanas a ser paralelas al borde C<sub>1</sub>/C<sub>5+</sub> del diagrama. Esto le llevo a suponer que

---

<sup>4/5</sup> Benham, A.L., Dowden, W.E., and Kunzman, W.J.: "Miscible fluid displacement-Prediction of miscibility," *Trans. AIME* (1960) **219**, 229-37

la línea de unión limitante (línea de unión tangente al punto crítico) es de hecho, paralela al borde  $C_1/C_{5+}$ .

Para alcanzar la miscibilidad dinámica en un proceso de gas condensante, deben ser añadidos una cantidad suficiente de intermedios al metano en el fluido desplazante para hacer que la composición del fluido desplazante se ubique al lado del gas enriquecido de la composición dada por la extensión de la línea de unión limitante. De esta manera, por la suposición hecha por Benham *et al*<sup>6</sup> la composición de los intermedios en el fluido en el punto crítico es la mínima composición que puede existir en una mezcla de  $C_1/C_2$  hasta  $C_4$  para asegurar el desarrollo dinámico de la miscibilidad en un proceso con gas condensante.

Benham *et al* calculó las presiones y las temperaturas críticas para un número de mezclas de fluidos de yacimiento, metano e intermedios. Estas se correlacionaron con los resultados calculados graficando la máxima composición de  $C_1$  en el fluido desplazante como función de la presión, temperatura, peso molecular del  $C_{5+}$  en el fluido del yacimiento, y el peso molecular promedio de los componentes intermedios en el fluido desplazante. Se consideraron los siguientes rangos en los parámetros: presión, 1500 a 3000 psia; temperatura, 70 a 160 °F; peso molecular promedio del  $C_{5+}$  en el fluido del yacimiento, 180 a 240; y un peso molecular promedio de los componentes  $C_2$  a  $C_4$  en el fluido desplazante, 34 a 58.

Stalkup graficó los resultados de Benham *et al*<sup>6</sup> para presentar a la MMP como función de las mismas variables. Stalkup también reportó una comparación de presiones de miscibilidad medidas experimentalmente con aquellas calculadas mediante la correlación. Para 10 condiciones diferentes de yacimiento, el error promedio en la miscibilidad predicha fue de 340 psia y el máximo error fue de 800 psia.

---

<sup>6</sup> Benham, A.L., Dowden, W.E., and Kunzman, W.J.: "Miscible fluid displacement-Prediction of miscibility," *Trans. AIME* (1960) **219**, 229-37

*Desplazamiento con gas vaporizante.* Una cantidad muy limitada de información está disponible para la predicción de la miscibilidad al primer contacto en los procesos de desplazamiento con gas vaporizante diferentes al desplazamiento miscible con CO<sub>2</sub>.

Stalkup presenta una correlación para estimar la presión de miscibilidad con un gas hidrocarburo pobre basados en datos tomados sobre el siguiente rango de condiciones: temperatura, 140 a 265°F; presiones de saturación de aceite de yacimiento, 596 a 4035 psia; peso molecular promedio de los C<sub>7+</sub> en el aceite del yacimiento, 149 a 216, y MMP de 3250 a 4750 psia. Donde la razón de presiones de miscibilidad,  $p_m$ , es graficada como una función de un parámetro de correlación que caracteriza al aceite en el yacimiento. La correlación es expresada algebraicamente como

$$\frac{p_m}{p_{so}} = \frac{2,252X^*}{X^* + 4,091} \text{ Ecuación 1}$$

Donde,

$$X^* = \frac{W_i W_1 T_R^{1/3}}{W_{C_{7+}}} \text{ Ecuación 2}$$

Donde  $W_i$ = cantidad de hidrocarburos de C<sub>2</sub> al C<sub>6</sub>+CO<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>S en el aceite,  $W_1$ =cantidad de metano (C<sub>1</sub>) + N<sub>2</sub> en el aceite,  $W_{C_{7+}}$ =cantidad de hidrocarburos C<sub>7+</sub> en el aceite, y  $T_r$ = temperatura reducida del aceite.  $W_i$ ,  $W_1$ ,  $W_{C_{7+}}$  están representados en unidades de lbm/lbm mol.

La correlación fue desarrollada a partir de datos de nueve muestras de aceite. La desviación promedia entre el valor predicho con la correlación y la MMP fue de 260 psi, y la desviación máxima fue de 640 psi.

Para el desplazamiento miscible con CO<sub>2</sub> se han desarrollado algunas correlaciones al igual que para los fluidos condensantes y vaporizantes. Se destacan las de Holm and Josendal una extensión de la correlación de Benham, Yelling and Metcalfe y Altston. En la Tabla 32 se muestran algunas de las correlaciones empíricas más utilizadas por la industria para la determinación de la mínima presión de miscibilidad con CO<sub>2</sub>.

**Tabla 32.** Correlaciones Empíricas para MPM, desplazamiento con CO<sub>2</sub> puro

Autor	Correlación	Comentarios
<b>Holm &amp; Josendal</b>	Una correlación gráfica que es función de la temperatura del yacimiento y el peso molecular del C <sub>5</sub> <sup>+</sup> del aceite crudo.	Limitaciones: - $180 \leq MW_{C_{5+}} \leq 240$ - Existe temperatura y presión límite para el peso molecular (Ejm. Para $MW_{C_{5+}} = 240$ , la temperatura límite es desde 32.2 °C a 82.2°C y la presión límite es desde 9.65 a 22 MPa).
<b>National Petroleum Council (NPC) (1976).</b>	La MPM es una función de la gravedad del aceite (°API) y la temperatura del yacimiento Tyto.  - Para gravedad (°API) < 27, MPM = 27.6 MPa. - Para $27 \leq \text{Gravedad } ^\circ\text{API} \leq 30$ , MPM = 20.7 MPa. - Para gravedad (°API) > 30, MPM = 8.27 MPa	Para toda temperatura del yacimiento $\geq 49$ °C, hay una corrección correspondiente al valor de MPM. - Para $49$ °C $\leq$ Tyto < 65.6°C, $\Delta P = +1.38$ MPa. - Para $65.6^\circ\text{C} \leq \text{Tyto} < 93.3^\circ\text{C}$ , $\Delta P = +2.413$ MPa. - Para $93.3^\circ\text{C} \leq \text{Tyto} < 121^\circ\text{C}$ , $\Delta P = +3.45$ MPa. La limitación: Tyto < 121°C
<b>Cronquist (1978)</b>	donde,	- El rango de la gravedad del aceite es desde 23.7 a 44°API. - Tyto rango es desde 21.67 a 120°C. - MPM rango es desde 7.4 a 34.5 MPa.
<b>Lee (1979)</b>	Basado en ecuación MMP con CO <sub>2</sub> presión de vapor cuando Tyto < Tcritica del CO <sub>2</sub> , mientras se usa la correlación correspondiente cuando Tyto $\geq$ Tcritica del CO <sub>2</sub> .  Donde,  _____	- Si MPM < Pb, la Pb es tomada como MPM

<b>Yellig &amp; Metcalfe (1980)</b>		- Si la MPM < Pb, la Pb es tomada como MPM. Limitaciones: 35°C ≤ Tyto < 88.9°C
<b>Glaso (1985)</b>	- Cuando Fr > 18 % mol:  - Cuando Fr < 18% mol:	Considera los efectos de intermedios (C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub> ) sólo cuando Fr (C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub> ) < 18% mol.
<b>Altson et al. (1985)</b>	_____ Cuando Pb < 0.345 MPa:	Si la MPM < Pb, La Pb es tomada como la MPM.
<b>G.A (2005)</b>	- Para Pb > 0.345 MPa:  _____ - Para Pb < 0.345 MPa (Para aceite con cero en fracción de volátiles y diferente de cero para la fracción intermedia):  _____ - Para Pb < 0.345 MPa (Para aceite con cero en fracción de volátiles y diferente de cero para la fracción intermedia):	Si la MPM < Pb, La Pb es tomada como la MPM.
<b>Nomenclatura:</b>  <b>Tyto:</b> Temperatura del yacimiento, °C <b>Vol.:</b> Volátiles (C <sub>1</sub> y N <sub>2</sub> ) porcentaje molar, % <b>Volátiles:</b> Componentes volátiles, C <sub>1</sub> y N <sub>2</sub> , Fracción. <b>Interm.:</b> Componentes intermedios, C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> , Fracción. <b>Fr:</b> Porcentaje molar C <sub>2</sub> hasta C <sub>6</sub> en el fluido del yacimiento, Fracción		

**Fuente:** EMERA, M.K. SARMA, H.K. PETSOC 2005-003